



Инженерные решения
для управления потоками

КОМПЛЕКСНЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Разработка новых конструкций насосов,
производство и поставка насосных агрегатов:

- для транспорта нефти и нефтепродуктов
- для систем ППД
- для добычи нефти
- процессные для нефтепереработки
- для откачивания нефтепродуктов из емкостей и резервуаров
- мультифазные насосы и агрегаты
- автономные дизель-насосные агрегаты

Шеф-монтаж, пусконаладка

Сервисное обслуживание, ремонт и модернизация

Реализация EPC проектов



ОБЪЕДИНЕННАЯ ТОРГОВАЯ КОМПАНИЯ ГРУППЫ ГМС

поставляет оборудование, производимое
предприятиями Группы ГМС,
и реализует комплексные проекты.
Филиалы и представительства
ЗАО «ГИДРОМАШСЕРВИС»
расположены в различных регионах России,
СНГ и дальнего зарубежья.
www.hms.ru

- НАСОСНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
- НЕФТЕГАЗОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
- ПРОЕКТИРОВАНИЕ И СТРОИТЕЛЬСТВО

Приглашаем посетить наш стенд
на выставке «Нефтегаз - 2012»
с 25 по 29 июня в ЦВК «Экспоцентр»
стенд компании № 1В39
1-й павильон, основной уровень

Россия, 125047, Москва, ул. Чаюнова 7
тел.: +7 (495) 730 66 01; факс: +7 (495) 730 66 02

www.grouphms.ru

**МЭА: В ЗОЛОТОЙ ВЕК ГАЗА
РОССИИ ПРИДЕТСЯ ПОТЕСНИТЬСЯ**

**ГОСУДАРСТВЕННОЕ СУБСИДИРОВАНИЕ ОТРАСЛИ:
ЦЕНА И ЦЕЛИ**

**РОССИЙСКИЙ UPSTREAM ЗА РУБЕЖОМ '2011–2012:
ЛАТИНСКАЯ АМЕРИКА**

**МЕХАНИЗИРОВАННАЯ ДОБЫЧА '2012:
НЕТ ОСЛОЖНЕННЫХ СКВАЖИН, ЕСТЬ ОСЛОЖНЕННЫЕ
РЕЖИМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ**

**ПРИМЕНЕНИЕ ГАЗОДОЖИМНЫХ КОМПРЕССОРНЫХ
СТАНЦИЙ «ЭНЕРГАЗ-ENERPROJECT»**



**ИТОГИ ЭКСПЕРТНОГО ОПРОСА:
РОСНЕФТЬ БУДЕТ СУПЕРКОМПАНИЕЙ
ОТРАСЛЕВЫЕ ПОСЛЕДСТВИЯ НЕОДНОЗНАЧНЫ**



45 лет
EXPLORATION / РАЗВЕДКА
DEVELOPMENT / ОБУСТРОЙСТВО
OPERATION / ЭКСПЛУАТАЦИЯ
years

ОАО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ»
крупнейшая государственная компания
с 45-летним уникальным опытом
внешнеэкономической деятельности

За четыре с половиной десятилетия реализованы широкомасштабные нефтегазовые проекты в 30 странах мира, в числе которых Алжир, Ангола, Вьетнам, Йемен, Индия, Ирак, Иран, Куба, Ливия, Сирия и другие.

В настоящее время деятельность компании направлена на развитие нефтедобывающих, нефтеперерабатывающих и инновационных проектов в странах Юго-Восточной Азии, Европы, Ближнего Востока, Африки, Латинской Америки, СНГ и в Российской Федерации.

Приоритетные направления деятельности:

- Разведка, обустройство и эксплуатация нефтегазовых месторождений за рубежом и в Российской Федерации.
- Проектирование, строительство и эксплуатация нефтеперерабатывающих производств, резервуарных парков и трубопроводных систем.
- Применение передовых отечественных технологий при разработке нефтегазовых месторождений.
- Отработка современных методов увеличения нефтеотдачи в целях расширения экспорта высокотехнологичных услуг.
- Экспортно-импортные операции по поставкам технологического оборудования.

Российская Федерация, 101990, г. Москва, Армянский пер., д. 9/1/1, стр. 1
Тел.: +7 (495) 748-65-00; факс: +7 (495) 748-65-05
E-mail: nestro@nestro.ru; телекс: 113303 STEK RU

www.zarubezhneft.ru



4



12

СОБЫТИЯ И КОММЕНТАРИИ

- | | | | |
|--|----|---|----|
| МЭА — в Золотом веке газа России придется потесниться
АНАСТАСИЯ НИКИТИНА,
«Нефтегазовая Вертикаль» | 4 | НА финишной прямой
СЕРГЕЙ МИЛЬШИН,
«Буровик Газпрома» | 30 |
| «Зарубежнефть»:
45 лет успешной деятельности на мировом нефтегазовом рынке | 8 | ЗАО «Комплексные строительные решения»:
добыча может быть комфортной!
АНТОН ТЕРЕНТЬЕВ,
ЗАО «Комплексные строительные решения» | 37 |
| Факторы успеха при реализации ЕРС/ЕРСМ-контрактов в России
И.М. ВАЛИУЛЛИН,
ГК «РусГазИнжиниринг» | 10 | Портовые перспективы южного проектировщика
Интервью с АНДРЕЕМ ШАУРО,
генеральным директором ЗАО НИПИ «ИнжГео» | 40 |
| ПОЛИТИКА И УПРАВЛЕНИЕ | | | |
| «Роснефть» будет суперкомпанией! Последствия неоднозначны
Блиц-опрос «Нефтегазовой Вертикали» | 12 | Господдержка: цена и цели
Аналитическая служба
«Нефтегазовой Вертикали» | 42 |
| Малогабаритная блочная сепарационно-наливная установка (передвижная)
О.Н. АМИНОВ, И.Р. НАБИУЛЛИН,
Л.А. МАКСИМОВ,
ООО «Корпорация Уралтехнострой» | 18 | Российский апстрим за рубежом '2011–2012
Латинская Америка
ОЛЬГА ВИНОГРАДОВА,
«Нефтегазовая Вертикаль» | 50 |
| 60, 80, 100, 125... А теперь и МБК-140...
Интервью с СЕРГЕЕМ ЦИСАРСКИМ,
генеральным директором
ЗАО «Торговый дом «БОЭЗ» | 24 | Попутный нефтяной газ может работать эффективно
<i>Применение газодожимных компрессорных станций «ЭНЕРГАЗ-Enerproject» для рационального использования ПНГ</i>
О.В. ШЕРШНЕВ, ООО «ЭНЕРГАЗ» | 56 |

МД '2012: НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

ПРОТОКОЛ №13

*расширенного совещания
Экспертного совета по механизированной
добыче нефти совместно с участниками
IX Международной конференции-выставки
«Механизированная добыча '2012»*

**Нет осложненных скважин,
есть осложненные режимы эксплуатации**
ВИКТОР МЕЛЬНИЧЕНКО,
ОАО «НГК «Славнефть»

**13-я Международная научно-практическая
конференция «Колтюбинговые технологии
и внутрискважинные работы»**

**Конкуренция как фактор создания
эффективного насосного оборудования**
СЕРГЕЙ ПЕТРЕНКО,
ООО «НК «РОСНЕФТЬ-НТЦ»

**ОАО «ЛУКОЙЛ»: повышение
энергоэффективности добычи нефти**
РУСТАМ КАМАЛЕТДИНОВ,
ОАО «ЛУКОЙЛ»

**Повышение энергоэффективности
насосного оборудования в системах ППД**
ОЛЕГ РОДЕНКО, АЛЕКСАНДР ОБОЗНЫЙ,
ООО «УК «Группа ГМС»

СТАТИСТИКА



Издатели
Николай Никитин nikitin@ngv.ru
Сергей Никитин sergey@ngv.ru

Главный редактор
Николай Никитин nikitin@ngv.ru

Фактический адрес:
Россия, 119261 г. Москва,
Ленинский проспект, д. 72/2.
Тел./факс: +7 (495) 510-57-24
(многоканальный).
<http://www.ngv.ru> info@ngv.ru

Почтовый адрес:
Россия, 117321 г. Москва,
ул. Профсоюзная, д. 124

Председатель редакционной Коллегии
Андрей Мещерин andrey@ngv.ru

Выпускающий редактор
Ирина Сизова ira@ngv.ru

Верстка
Марат Гилманов maratg70@mail.ru

Художник-иллюстратор
Сухорукова Ирина

**Редактор отдела
«Международные рынки»**
Ольга Виноградова olgav@ngv.ru
Анастасия Никитина anikitina@ngv.ru

**Редактор отдела
«Рынки Средней Азии»**
Олег Лукин lukino@mail.ru

**Редактор отдела
«Нефтегазовый сервис»**
Мая Нобатова mayan@list.ru

**Менеджер по компьютерному
оборудованию**
Евгений Белов evgeny@ngv.ru

**Отдел маркетинга
и рекламы:**
Татьяна Адыякова at@ngv.ru
Любовь Фролова fl@ngv.ru
Павел Наумов paveln@ngv.ru
Александра Бородина borodina@ngv.ru
Мария Кузнецова maria@ngv.ru
Тел./факс: (495) 510-57-24
(многоканальный)

Отдел подписки:
Наталья Шитова podpiska@ngv.ru
Владимир Негин
По Украине
Тел./факс: 10 (38044) 536-1175/80
info@prescentr.kiev.ua

Группа рассылки:
Анатолий Алексеев, Геннадий Белоусов,
Николай Гузарь, Николай Чугунов

Бухгалтерия:
Надежда Радина nadya@ngv.ru
Ирина Сержантова, Галина Маркелова

Представитель в Казахстане:
Владимир Романовский, г. Алматы
Тел./факс: 10-7 (3272) 91-69-48
Моб.: 8-333-299-39-91
rkt@nursat.kz

Представитель в Туркменистане:
Олег Лукин, г. Ашхабад
Тел.: (99312) 36-15-38
lukino@mail.ru

Представитель в Азербайджане:
Таги Тагиев, г. Баку
Тел./факс: (99412) 93-76-85
ttagiev355@hotmail.com

Журнал зарегистрирован
Комитетом РФ по печати.
Регистрационное свидетельство №016629

Заявленный тираж 15 000 экземпляров.

Отпечатано в типографии
«Немецкая фабрика печати»

Цена свободная

© «Нефтегазовая Вертикаль», 2012

При перепечатке материалов ссылка
на журнал «Нефтегазовая Вертикаль»
обязательна

Подписной индекс:
ОАО Агентство «Роспечать» 47571
Объединенный каталог
«Пресса России» том 145380

Редакция не несет ответственности
за достоверность информации,
опубликованной в рекламных
объявлениях

 (812) 327-11-35

 www.promtehinvest.ru



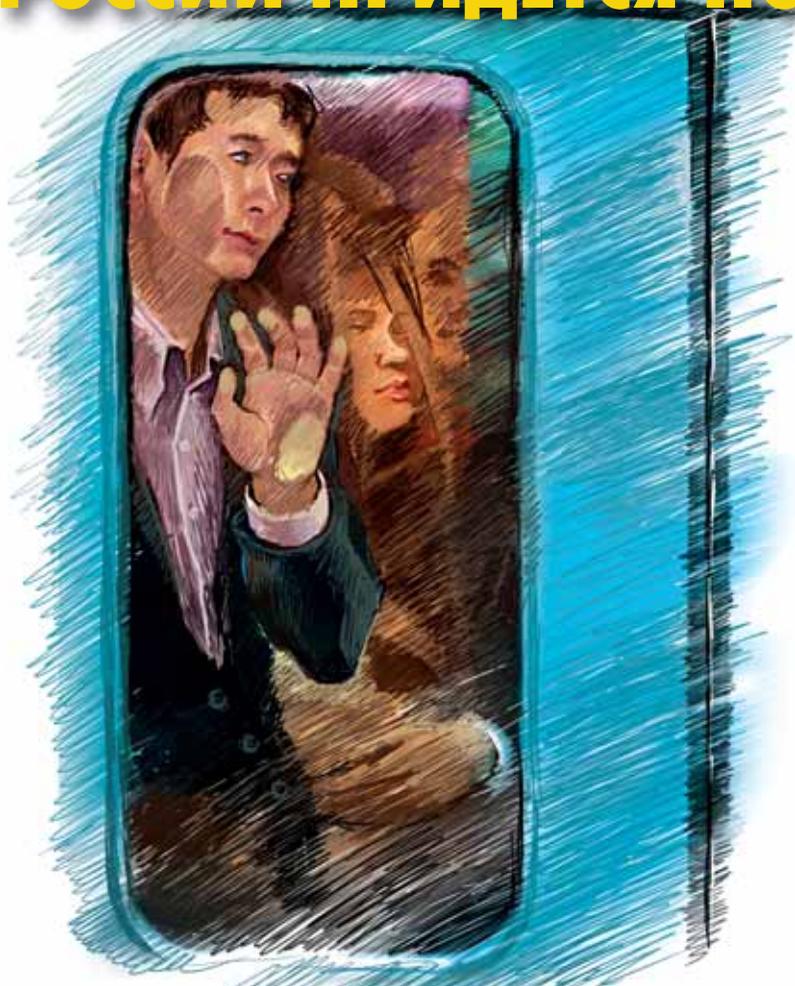
Твое преимущество!



ПРОМТЕХИНВЕСТ
системы верхнего привода

МЭА – В ЗОЛОТОМ ВЕКЕ ГАЗА РОССИИ ПРИДЕТСЯ ПОТЕСНИТЬСЯ

АНАСТАСИЯ НИКИТИНА
«Нефтегазовая Вертикаль»
(по материалам доклада МЭА «Золотые правила золотого века газа»)



В мае текущего года Международное энергетическое агентство опубликовало доклад под названием «Золотые правила золотого века газа». Основной упор в докладе сделан на добычу газа из нетрадиционных источников.

Фатих Бироль, главный экономист агентства, недавно комментируя в Лондоне эти правила и представляя исследование, перечислил семь основополагающих принципов, лишь следуя которым можно добиться наступления Золотой века. Кроме того, г-н Бироль представил два контрастных сценария развития мировой энергетики — сценарий невысокой добычи нетрадиционного газа и сценарий Золотого века газа. Однако при условии наступления последнего к 2035 году Россия потеряет лидирующие позиции на газовых рынках...

Фатих Бироль в своем выступлении отметил, что добыча нетрадиционного газа (труднодоступный газ, сланцевый газ и метан угольных пластов) — интенсивный процесс, требующий применения

технологии ГРП и строительства большего, чем для добычи традиционного природного газа, количества скважин.

И хотя многие страны — Китай, Австралия, страны Европы и Латинской Америки — очень хотели

бы повторить успех США со сланцевым газом, существует опасность того, что добыча нетрадиционного газа может повлечь за собой неприемлемый экологический ущерб: возможно загрязнение воздуха и воды.

По мнению МЭА, такое беспокойство не совсем обосновано и может задержать революцию газа из нетрадиционных источников. Пытаясь развеять опасения, МЭА сформулировало семь основных правил по предотвращению негативных экологических последствий добычи газа из нетрадиционных источников.

Семь золотых правил золотого века газа

1. *Оценивайте, предоставляйте информацию и вовлекайте*

МЭА предлагает компаниям, перед тем как начинать добычу, оценивать качество воды, воздуха и других базовых показателей (к примеру, какие химические вещества содержатся, каково их качество и т.п.) и делать информацию о них доступной для общественности.

Кроме того, и отрасли, и органам государственной власти нужно взаимодействовать с местными сообществами и иными заинтересованными сторонами. Компаниям — операторам добычи следует открыто и честно объяснять практическую сторону добычи, охраны окружающей среды, безопасности и рисков для здоровья.

2. *Тщательно выбирайте место для бурения*

Крайне важно проводить тщательный выбор буровых площадок, проводить геологические и сейсмические исследования. Любое изменение в сейсмической активности должно быть отслежено и зарегистрировано. Также нужно контролировать, чтобы ГРП не выходил за рамки газодобывающих образований.

3. Изолируйте скважины и предотвращайте утечки

Следует ввести жесткие правила для проектирования, строительства и цементирования скважин, а также тестировать механическую целостность пласта. Кроме того, необходимо определить минимальные ограничения на глубину ГРП и принимать меры по предотвращению и сдерживанию утечек из скважин.

4. Ответственно обращайтесь с водой

Рациональное управление водными ресурсами — ключевое из семи золотых правил газа МЭА. Для добычи сланцевого газа требуется гораздо больше воды, чем для добычи природного газа, поэтому необходимо сокращать потребление пресной воды и, по возможности, повторно ее использовать. Также необходимо безопасно хранить и утилизировать отработанную воду, минимизировать применение химических добавок.

5. Предотвращайте вентиляцию, минимизируйте выбросы

Цели — нулевая вентиляция и минимальное сжигание природного газа при заканчивании скважины, сокращение выбросов парниковых газов в течение всего продуктивного функционирования скважины. Необходимо свести к минимуму загрязнение воздуха от автомобилей, двигателей

буровых установок, насосов и компрессоров.

Таким образом, объем выбросов парниковых газов при добыче газа из нетрадиционных источников, которых выделяется больше, чем при добыче традиционного газа, будет сокращен.

6. Будьте готовы мыслить масштабно

Следует искать возможность для реализации эффекта масштаба и скоординированного развития местной инфраструктуры, что может повлиять на сокращение вреда для окружающей среды.

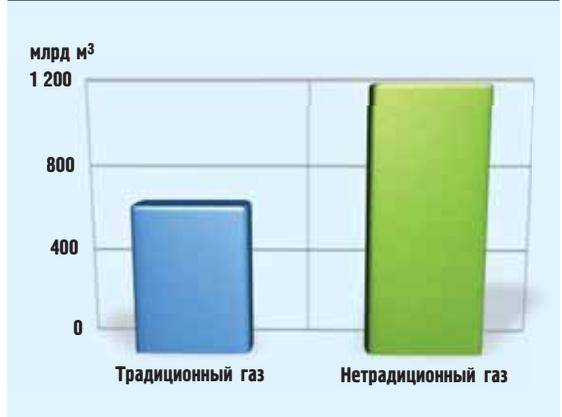
7. Обеспечьте неизменно высокий уровень экологической эффективности.

Сценарий Золотого века

В МЭА предполагают, что в рамках этого сценария и при условии выполнения семи золотых правил газ из нетрадиционных источников ожидает глобальная экспансия с серьезными последствиями для мирового энергетического баланса.

Главный экономист агентства прогнозирует, что при настоящем сценарии общемировой спрос на газ к 2035 году вырастет на 50%, а доля газа из нетрадиционных источников в мировом энергетическом балансе составит 25%, обогнав уголь (см. «Рост спроса...»).

Рост спроса на природный газ в сценарии Золотого века газа, 2010–2035 гг.



Рост объема поставок природного газа при сценарии Золотого века газа, 2010–2035 гг.



ВЕРТИКАЛЬ ON-LINE

- свежий номер
- полный архив «Вертикали»
- материалы в свободном доступе
- возможность тематического поиска



www.ngv.ru

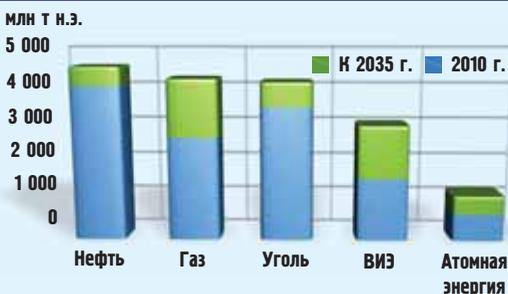
В рамках сценария Золотого века газа нетрадиционный газ ожидает глобальная экспансия

В докладе говорится, что добыча нетрадиционного газа, преимущественно сланцевого, при

Чтобы Золотой век наступил, необходимо выполнение семи Золотых правил, ключевое из которых — рациональное управление водными ресурсами

сценарии Золотого века газа утроится и к 2035 году достигнет 1,6 трлн м³, а доля газа из нетрадиционных источников в общей добыче возрастет с сегодняшних 14% до 32% к 2035 году.

Общемировой спрос на энергоресурсы при сценарии Золотого века газа, 2010-2035 гг.



США как главный экспортер сланцевого газа в мире сможет потеснить Россию и станет крупнейшим общемировым производителем газа; вторым станет Китай

Таким образом, при данном сценарии США как главный экс-

При наступлении Золотого века рост мирового спроса на природный газ будет равен совокупному росту спроса на уголь, атомную энергию и нефть

портер сланцевого газа в мире сможет потеснить Россию и ста-

Общемировой спрос на газ при сценарии невысокой добычи нетрадиционного газа будет расти медленнее и достигнет 4,6 трлн м³ к 2035 году

нет крупнейшим производителем газа в мире, достигнув к 2035 году показателя в 820 млрд м³ по

В этом сценарии ожидается рост спроса на российский газ со стороны Европы и Китая, что приведет к росту поставок до 20% от общемирового уровня

сравнению с 785 млрд м³ в России, отмечается в докладе.

МЭА: сценарий Золотого века газа преимущественен, в ином случае придется иметь дело с Россией...

Вторым по величине после США производителем нетради-

ционного газа станет Китай. Крупная ресурсная база сланцевого газа и метана угольных пластов страны позволит быстро наращивать нетрадиционную добычу примерно с 2017 года, и к 2035 году ее объемы достигнут 390 млрд м³, что будет составлять 83% от общекитайской добычи газа.

МЭА прогнозирует, что доля России и стран Ближнего Востока в глобальной торговле газа при сценарии Золотого века газа сократится с 45% в 2010 году до 35% в 2035 году, хотя их экспорт за тот же период увеличится на 20%.

Прирост поставок в основном будет осуществлен за счет газа из нетрадиционных источников и таких стран, как США, Австралия, и Китай (см. «Рост объема поставок...»).

Сегодня Китай добывает около 50 млрд м³ газа, а в будущем, по оценкам МЭА, добыча нетрадиционного газа в стране превысит 100 млрд м³. Но такая цифра все же меньше, чем запланировало китайское правительство. Хотя в стране и прилагают огромные усилия по добыче нетрадиционного газа, выделяют значительные субсидии, многие проблемы остаются нерешенными.

Г-н Бироль отмечает, что Австралия при сценарии Золотого века газа сможет стать ключевым экспортером в Азиатско-Тихоокеанском регионе наряду с Японией, Кореей и Китаем.

При наступлении сценария Золотого века газа, отметил главный экономист агентства, рост мирового спроса на природный газ будет равен совокупному росту спроса на уголь, атомную энергию и нефть, в результате чего газ обгонит уголь в качестве второго наиболее важного вида топлива после нефти.

В МЭА предполагают также, что программы развития и поддержки ВИЭ обеспечат им значительный рост (см. «Общемировой спрос на энергоресурсы...»).

Характерно, что 80% общемирового спроса, по предварительным оценкам МЭА, обеспечат развивающиеся страны. Китаю, Индии и странам Ближнего Востока потребуется дополнительно 900 млрд м³ газа к 2035 году (см. «Рост спроса на природный газ...»).

Представитель МЭА отмечает, что в странах ОЭСР спрос на газ вырастет главным образом из-за более низких цен на голубое топливо, но при условии, что наступит сценарий Золотого века газа и газ будет более доступен.

ВЕРТИКАЛЬ ON-LINE

- свежий номер
- полный архив «Вертикали»
- материалы в свободном доступе
- возможность тематического поиска



www.ngv.ru

При таком развитии ситуации в промышленности будет происходить замещение угля природным газом. Нефтехимические предприятия будут в больших объемах использовать природный газ. Более дешевый газ активизирует отрасли, использующие его в качестве основного сырья.

Г-н Бироль подчеркнул, что на сегодняшний день в США порядка 100 тыс. нетрадиционных скважин и 400 тыс. традиционных. Все они были построены в последние 25 лет, и чтобы успеть за быстрорастущим потреблением газа, необходимо пробурить еще около 1 млн нетрадиционных скважин — 500 тыс. в США, 300 тыс. в Китае и 200 тыс. в остальных странах мира.

Сколько будет стоить следование семи правил, предложенным МЭА?

Г-н Бироль утверждает, что траты будут не так уж и велики: организациям, следующим золотым правилам газа, придется платить всего на 7% больше обычно. Финансы в основном будут идти на более долгое по времени цементирование и изоляцию скважин, а также на меры по предотвращению утечек и минимизации шума от буровых установок, на использование установок сепарации и применение звукопоглощающих технологий.

Сценарий невысокой добычи нетрадиционного газа

Что будет, если предлагаемые МЭА золотые правила газа не будут применяться и наступит сценарий невысокой добычи нетрадиционного газа?

Общемировой спрос на газ в таком случае, говорится в докладе, будет расти медленнее и достигнет 4,6 трлн м³ к 2035 году. Доля газа в мировом энергетическом балансе возрастет незначительно: с 21% в 2010 году до 22% в 2035-м, оставаясь меньшей, чем доля угля и нефти. Выбросы в сценарии невысокой добычи нетрадиционного газа к 2035 году будут на 1,3% выше, чем в сценарии Золотого века газа.

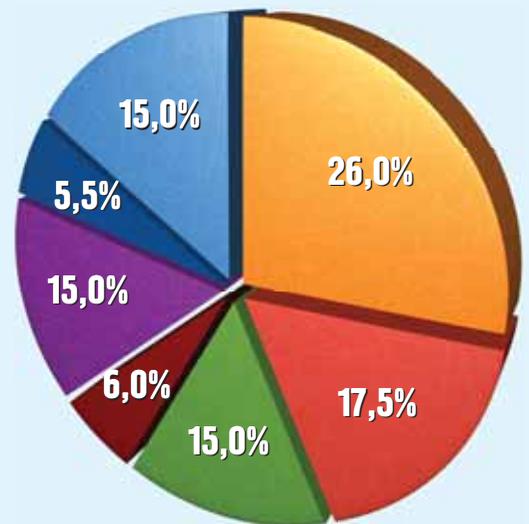


Г-н Бироль прогнозирует, что при данном сценарии Китай сократит внутреннюю добычу на 60% и будет вынужден импортировать газ в больших объемах, как и Европа. США сократят добычу нетрадиционного газа на 30%. Также снижение добычи ожидает такие страны, как Польша, Индия, Канада, Аргентина, Мексика и Индонезия.

При наступлении сценария невысокой добычи нетрадиционного газа страны Ближнего Востока и Россия будут в выигрыше и нарастят экспорт голубого топлива. Их доля в глобальной торговле газа увеличится до 46%. Россия прибавит 115 млрд м³, Иран — порядка 30 млрд м³, Катар — свыше 15 млрд м³, прогнозируется в докладе. Китаю и странам ЕС к 2035 году придется платить больше на 60% за импорт газа, так как при данном сценарии цены на него значительно вырастут.

При сценарии невысокой добычи МЭА ожидает рост спроса на российский газ со стороны Европы и Китая, что приведет к росту поставок до 20% от общемирового уровня, по сравнению с 15% при наступлении сценария Золотого века газа. США же будут добывать порядка 100 млрд м³ к концу прогнозируемого периода, а потребность Китая в импорте трубопроводного газа и СПГ к 2035 году достигнет 260 млрд м³, что на 145 млрд м³ больше, чем было бы при наступлении сценария Золотого века газа.

Рост спроса на природный газ при сценарии Золотого века газа, 2010–2035 гг.



Всего: 1 842 млрд м³

- Китай
- Остальная Азия
- Страны Ближнего Востока
- Россия
- Остальные страны, не входящие в ОЭСР
- США
- Остальные страны члены ОЭСР

Точка зрения МЭА такова: сценарий Золотого века газа преимущественен, так как обилие нетрадиционного газа сможет преобразовать монополистический рынок газа путем понижения цен на голубое топливо, а также диверсификации и повышения безопасности поставок газа. В ином случае придется иметь дело с Россией...

ЗАРУБЕЖНЕФТЬ: 45 ЛЕТ УСПЕШНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА МИРОВОМ НЕФТЕГАЗОВОМ РЫНКЕ



Подписание договора о вхождении ОАО «Зарубежнефть» в проект разработки и добычи нефти на Харьгинском месторождении.
Слева на фото — глава «Зарубежнефти» Николай Брунич, г. Париж, 2009 год

Самому старейшему внешнеэкономическому предприятию российского ТЭК «Зарубежнефти» в сентябре этого года исполнится 45 лет. За прошедший период предприятие из подразделения Министерства нефтяной промышленности СССР превратилось в мощный нефтегазовый холдинг, успешно работающий в различных регионах мира и объединяющий 25 совместных и дочерних предприятий. Несмотря на исторические и экономические изменения, произошедшие в стране и в мире за четыре с половиной десятилетия, «Зарубежнефти» удалось выжить и сохранить свое главное предназначение — обеспечение внешнеэкономических интересов российского государства на мировом нефтегазовом рынке.

История предприятия берет начало в 1967 году, когда при Министерстве нефтяной промышленности СССР для оказания технического содействия зарубежным странам в создании у них национальных нефтяных отраслей было образовано Всесоюзное внешнеэконо-

мическое объединение «Зарубежнефть». В те годы перед Министерством нефтяной промышленности стояла глобальная задача развития и углубления внешнеэкономических связей нашей страны и выхода нефтяной отрасли Советского Союза на международный рынок; именно для координации внешнеэкономических программ и проектов Миннефтепрома и была создана «Зарубежнефть». С момента образования и по сегодняшний день основными направлениями деятельности компании остаются разработка и реализация комплексных проектов геологоразведки и освоения нефтегазоносных месторождений на суше и на континентальном шельфе за рубежом и в России, строительство объектов нефтяной инфраструктуры, организация поставок оборудования и материалов.

За 45 лет компанией накоплены поистине уникальный опыт и знания специфики работы в странах Ближнего и Среднего Востока, Юго-Восточной Азии, Африки, Латинской Америки и

Европы. Во времена Советского Союза «Зарубежнефть» активно и плодотворно работала в Ираке, Иране, Вьетнаме, Алжире, Анголе, Египте, Йемене, Индии, на Кубе, в Ливии, Сирии и других странах. Специалисты предприятия обустроивали и вводили в эксплуатацию крупнейшие национальные месторождения, разрабатывали национальные программы развития нефтяных промышленности, выполняли оценку перспектив нефтегазоносности бассейнов, проводили научно-исследовательские, проектные и другие работы. Производственный опыт, накапливаемый российскими специалистами в ходе реализации зарубежных проектов, оказывал влияние на повышение уровня отечественных нефтедобывающих технологий и конкурентоспособности машиностроительной продукции и услуг.

Важным партнером предприятия в течение 35 лет, вплоть до начала войны в 2003 году, являлся Ирак. Работа в этой стране велась на основании соответствующих политических решений советского государства и межправительственных соглашений. При участии «Зарубежнефти» в Ираке построен ряд ключевых объектов нефтегазовой промышленности, в том числе, обустроено и введено в эксплуатацию крупнейшее из действующих месторождений Северная Румейла, обустроены месторождения Лухейс и Нахр Бен Умр, выполнен большой объем других работ. В 1997 году «Зарубежнефть» совместно с ЛУКОЙЛом и Машиноимпортом подписали контракт с Министерством нефти Ирака на разработку и добычу нефти на второй очереди месторождения Западная Курна. По проекту был выполнен значительный объем предварительных работ, однако из-за действия санкций ООН в 1999 году контракт был заморожен. В том же 1999 году по результатам тендера на проведение буровых работ «Зарубежнефть» и Северная нефтяная компания Ирака подписали контракт на бурение 45 скважин на севере Ирака. В феврале 2003 года «Зарубежнефть» завершила бурение первой скважины на месторождении

Саддам и приступила к бурению второй. Однако в связи с военными действиями реализацию контракта в 2003 году пришлось прекратить.

Столь же длительное сотрудничество связывает «Зарубежнефть» и Сирию. Введенный в эксплуатацию с помощью «Зарубежнефти» национальный нефтегазовый промысел Румелан стал исходной базой для создания и становления нефтяной отрасли в Сирии. В Йемене при участии специалистов «Зарубежнефти» в конце 1980-х — начале 1990-х годов обустроен и введен в эксплуатацию нефтепромысел на месторождении Западный Аяд. В общей сложности, специалисты предприятия участвовали в осуществлении проектов различной масштаботности и значимости в 30 странах мира.

Но все же главное место в производственной биографии «Зарубежнефти» вот уже более 30 лет занимает сотрудничество с Вьетнамом по разработке вьетнамского шельфа. В конце 1970-х годов руководство СРВ обратилось за помощью к Советскому Союзу в создании нефтяной промышленности Вьетнама, и после проведения двумя странами большой подготовительной работы, в 1981 году было подписано Межправительственное соглашение между Вьетнамом и СССР об учреждении совместного предприятия «Вьетсовпетро» для освоения юга вьетнамского шельфа. Функции советского участника были возложены на «Зарубежнефть».

В 2011 году СП «Вьетсовпетро» исполнилось 30 лет. За это время добыто почти 200 млн тонн нефти и 25 млрд куб. метров газа, а прибыль российской стороны составила свыше \$9 млрд США (с учетом прибыли за 2011 год). Для Вьетнама СП «Вьетсовпетро» — флагман национальной нефтяной промышленности, объект стратегической важности, обеспечивающий огромные отчисления в бюджет страны, и в то же время яркий символ российско-вьетнамской дружбы и многолетнего эффективного сотрудничества двух государств в нефтяной сфере. Подтверждением большой значимости СП «Вьетсовпетро» для двух государств стало новое Межправительственное соглашение о продлении срока его деятельности еще на 20 лет — до 2030 года, которое подписали правительства России и Вьетнама в декабре 2010 года.

С 2008 года «Зарубежнефть» прочно обосновалась на российском севере. Сегодня компания реализует два крупных проекта с иностранным участием в

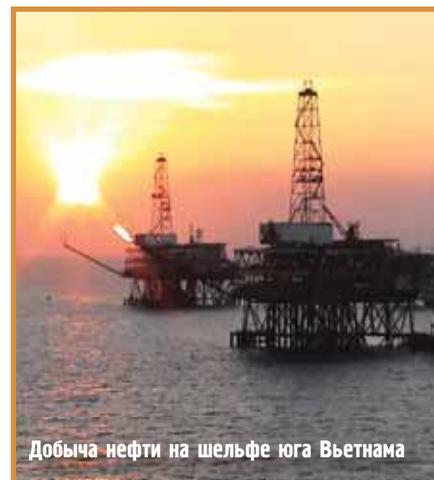
Ненецком автономном округе. Первый — это проект разработки 13 нефтяных месторождений Центрально-Хорейверского поднятия в рамках совместной с вьетнамской корпорацией «Петровьетнам» компании «Русвьетпетро». Второй — участие в разработке Харьягинского месторождения на условиях СРП, в котором партнерами «Зарубежнефти» выступают французская компания Total, норвежская Statoil и Ненецкая нефтяная компания.

Строительство и обустройство месторождений СК «Русвьетпетро» ведет впечатляющими темпами. Практически на пустом месте, вдали от развитой транспортной и трубопроводной систем, посреди нетронутой тундры за три года были введены в эксплуатацию важнейшие производственные объекты по добыче нефти, построены новый нефтепровод внешнего транспорта, автодороги, линии электропередачи, энергоцентры, создана социальная инфраструктура. Сегодня компания добывает нефть на двух месторождениях — Северо-Хоседаюском и Висовом, а летом этого года будет запущено третье — Западно-Хоседаюское. К осени этого года объем добытой нефти составит 3 млн тонн.

С учетом внешнеэкономических интересов России важное место в программе стратегического развития ОАО «Зарубежнефть» отводится сотрудничеству с нефтегазовыми компаниями Балканского региона.

В 2008 году компания приступила к восстановлению и модернизации трех предприятий нефтегазового сектора Республики Сербской (Босния и Герцеговина) — нефтеперерабатывающего завода «Брод», завода по производству моторных масел «Модрича» и сети автозаправочных станций «Петрол». За прошедшие четыре года российские специалисты восстановили и ввели в эксплуатацию первую и вторую линии НПЗ «Брод», запустили линию по производству гидрокрекинговых базовых масел и парафинов на заводе моторных масел «Модрича», модернизировали и провели ребрендинг 56 АЗС под марку «Нестро». На рынке нефтепродуктов Боснии и Герцеговины ОАО «Зарубежнефть» является основным игроком, занимающим около 60% рынка по производству и сбыту нефтепродуктов.

Серьезным достижением компании стало возвращение в 2010 году на Кубу. С кубинской госкомпанией Subaretrole были подписаны контракты на проведение геологоразведочных работ и освоение нефтяных месторождений



Добыча нефти на шельфе юга Вьетнама



Резервуары товарной нефти, Северо-Хоседаюское месторождение в НАО

на ряде блоков Кубы. Летом этого года «Зарубежнефть» планирует приступить к бурению поисковой скважины на перспективном шельфовом блоке L.

Подводя итоги, можно с уверенностью сказать, что «Зарубежнефть» за 45 лет не утратила своих позиций на мировом нефтяном рынке, а, напротив, укрепила их и продолжает с успехом реализовывать нефтегазовые проекты в интересах государства, являясь на сегодняшний день одной из самых эффективных компаний российского топливно-энергетического комплекса. 

Подготовлено пресс-службой
ОАО «Зарубежнефть»

101990, Россия, г. Москва,
Армянский пер., д. 9/1/1, стр. 1
тел.: +7 (495) 748-65-00
факс: +7 (495) 748-65-05
e-mail: nestro@nestro.ru
www.zarubezhneft.ru

ФАКТОРЫ УСПЕХА ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ EPC/EPCM-КОНТРАКТОВ В РОССИИ



Для российского рынка договорные модели EPC/EPCM — явление относительно недавнее, притом все более активно распространяющееся. EPC/EPCM-подход позволяет управлять проектом, а не отдельными работами. Выбрав EPC/M как основу бизнеса, компания должна быть готова принять на себя все риски по управлению проектом с момента проектирования до момента передачи готового объекта заказчику. Эффективность работы по данной схеме доказана зарубежным опытом, где она широко практикуется уже не первое десятилетие. Однако ситуация на российском рынке такова, что возможности EPC/M-подряда все еще не используются в полной мере. Это продиктовано множеством обстоятельств, в частности тем, что российский рынок EPC/M-услуг все еще находится в стадии становления. По этой же причине заказчики зачастую предпочитают содержать свои собственные профильные службы, несмотря на все сопутствующие издержки. По оценке экспертов, серьезного EPC/M-контрактора характеризуют накопленный опыт реализации

проектов, понимание особенностей рынка, квалифицированные кадры, ставка на технологии. Группа компаний «РусГазИнжиниринг» с 2003 года работает в сфере реализации EPC-проектов для обустройства газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений. За это время группой компаний реализовано более 50 крупных проектов в данной сфере. В числе крупных заказчиков:

ОАО «НК «Роснефть», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «НОВАТЭК», ООО «НГК «ИТЕРА», ОАО «Верхнеконскнефтегаз», ЗАО «Геотрансгаз», ЗАО «Ачимгаз», TECHNIP, Lurgi GmbH, MND Gas Storage.

Одна компания хорошо, Группа компаний — лучше

Успех «РусГазИнжиниринга» во многом обусловлен сформированной структурой группы компаний, позволяющей реализовывать все этапы проекта собственными силами. Еще на стартовом этапе анализ ситуации на рынке показал, что только комплексный подход сможет удовлетворить самого взыскательного заказчика. Тогда было принято решение организовать ряд профильных предприятий, выполняющих конкретные виды работ по обустройству нефтегазовых объектов.

Сложившаяся проектно-ориентированная организационная структура показала ее максимальную эффективность. В группу компаний вошли проектные институты, конструкторское бюро, собственная производственная площадка и другие профильные предприятия, выполняющие следующие виды работ:

- разработку проектно-сметной документации для объектов капитального строительства, реконструкции и модернизации нефтегазовой отрасли;
- проектирование технологического оборудования;
- изготовление и поставку нестандартизированного оборудования;
- комплектацию и поставку стандартизированного оборудования, зданий, сооружений и материалов;
- выполнение полного комплекса работ по АСУ ТП;
- строительно-монтажные работы;
- шеф-монтажные работы;
- пуско-наладочные работы с обучением персонала заказчика;
- обустройство объектов «под ключ» (EPC-контрактор).

Группа компаний «РусГазИнжиниринг» имеет предприятия, филиалы, обособленные региональные подразделения и пред-

ставительства в Москве, Подольске, Тюмени, Ставрополе, Губкинском, Кирово-Чепецке, Пензе, Северодонецке, а также в республиках Узбекистан, Казахстан, Туркменистан. Общая численность штатных сотрудников на сегодняшний день составляет порядка 1800 человек.

Технологии имеют значение

Важным показателем серьезного EPC-контрактора является наличие в составе организации сильного проектного института. Группа компаний «РусГазИнжиниринг» обладает широкими базовыми возможностями проектирования объектов добычи, переработки и транспорта нефти, газа и конденсата, а также проектирования технологического оборудования. Проектный институт группы компаний состоит из семи географически распределенных подразделений. В его состав входит специальное кон-

структурское бюро (СКБ), которое разрабатывает технологии и конструкторскую документацию на технологическое оборудование в аппаратном, блочно-модульном или блочно-комплектном исполнении для вновь строящихся и реконструируемых объектов нефтегазовой отрасли.

Большое внимание уделяется внедрению и развитию новейших технологий проектирования, конструирования, разработке новых технологий и аппаратов. При проектировании объектов широко применяются технологии 3D-моделирования. В частности, при реализации одного из самых значимых проектов — обустройства Ванкорского месторождения — впервые в практике ГК «РусГазИнжиниринг» на основе трехмерной модели был собран модуль из уже произведенного оборудования.

Неотъемлемыми составляющими повышения конкурентоспособности компании, определяющими уровень ее развития, являются наука и исследования. Собственные запатентованные разработки «РусГазИнжиниринга» нашли применение в реализуемых и перспективных проектах. В последнее время в связи требованиями рынка большой объем научной и исследовательской деятельности был связан с разработкой коммерчески привлекательных решений для реализации проектов по утилизации попутного нефтяного газа.

ЕРС или ЕРСМ

Значительная часть реализованных Группой компаний «РусГазИнжиниринг» проектов осуществляется на основании договоров «под ключ» (т.н. ЕРС-контрактов). Такая форма подряда предполагает фиксированную стоимость и сосредоточение большинства основных рисков на подрядчике. В практике группы компаний были проекты, реализованные в объемах ЕРС-контракта, но договорные обязательства на каждый этап реализации оформлялись отдельно. В этом случае заказчик оставлял за собой право на выбор подрядчика

для каждого последующего этапа реализации проекта, но в итоге стоимость выполняемого комплекса работ возрастала по сравнению с тем, если бы аналогичный объем работ был выполнен в рамках единого ЕРС-контракта.

Схема ЕРС, безусловно, удобна, но не всегда применима. Для проектов высокой сложности, требующих вовлечения служб заказчика в процесс надзора за работами региональных строительномонтажных организаций, оптимальным решением становится ЕРСМ-контракт. В таком случае, договорными условиями не предусматривается выполнение строительномонтажных работ, но определяется обязанность в их управлении для оптимизации сроков реализации проекта в целом. Это касается, например, проектов реконструкции, когда полные масштабы работ становятся видны только в ходе их выполнения. В частности, при реализации проекта реконструкции одного из газоперерабатывающих заводов в Западной Сибири ГК «РусГазИнжиниринг» изначально были выполнены работы по предварительному обследованию имеющегося оборудования. На основе произведенной экспертизы были разработаны рекомендации по модернизации технологии и найдены оптимальные решения. В конечном результате — производительность завода выросла в два раза, а заказчику удалось сэкономить значительные средства.

Одним из существенных факторов, в случае заключения подобных контрактов, является ценнообразование при оценке стоимости выполняемых работ. Соответственно, ЕРСМ-контракт предполагает более гибкий подход к полной стоимости проекта для заказчика. При ЕРСМ-контракте стоимость выполнения строительномонтажных работ определяется на основании проектно-сметной документации, в отличие от ЕРС-контракта, когда стоимость этих работ может определяться только аналоговым методом с соответствующим учетом рисков подрядчика.



Проект УПГ для Подземного хранилища газа Урице, Чехия. Трехмерная модель

Дополнительным преимуществом группы компаний «РусГазИнжиниринг» является возможность участвовать в самых разных проектах в качестве участника любого уровня. Таким образом, в активе группы компаний в общей сложности более 250 различных по масштабу договоров, заключенных с заказчиками. «РусГазИнжиниринг» активно выходит на рынки ближнего и дальнего зарубежья, работая в тесном партнерстве с ведущими мировыми компаниями, в том числе на основе субподряда. Одним из последних примеров интересного зарубежного проекта стал проект по строительству установки подготовки газа для подземного хранилища газа в Чехии.

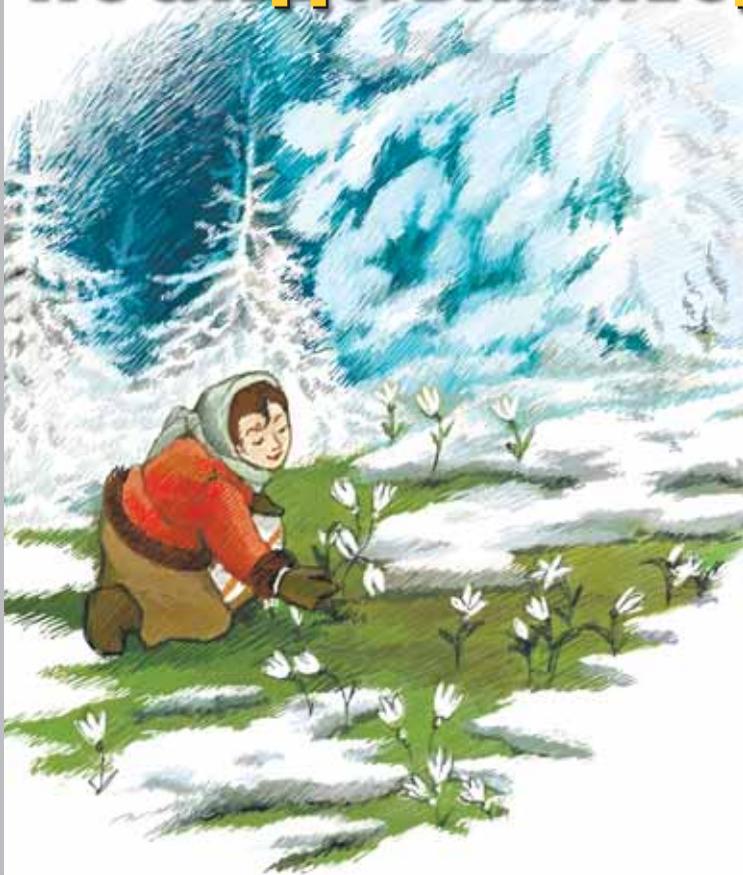
Возвращаясь к ЕРС/ЕРСМ-проектам, в заключение стоит отметить, что по сути успешность реализации того или иного проекта в большей степени зависит от качественных характеристик участников проекта, способности решать задачи системно, имея для этого знания и практику, а форма контрактного участия вторична. 📄



группа компаний
РУСГАЗИНЖИНИРИНГ

142100, Московская область,
г. Подольск,
ул. Федорова, д. 34, стр. 1,2
+7 (495) 926-65-67
www.rusgazen.ru
info@rusgazen.ru

РОСНЕФТЬ БУДЕТ СУПЕРКОМПАНИЕЙ! ПОСЛЕДСТВИЯ НЕОДНОЗНАЧНЫ



На первый поставленный журналом вопрос эксперты дружно ответили, что сомнений после назначения И. Сечина главой национальной нефтяной компании не осталось: «Роснефть» будет великой. Но вот далеко не все представители экспертного сообщества считают, что «корпоратизация» может иметь для России и частных ВИНК лишь негативные последствия. Никто, кстати, не ждет «сечи», укрепление, мол, собственной ТНК будет щадящим для иных процессом...

И свой рассказ о мнениях мы начнем с уже опубликованного в «Новой газете» «ответа», а дальше — по алфавиту...

ВОПРОСЫ ВЕРТИКАЛИ

- 1** Идет ли дело к корпоратизации — под «Роснефть» — нефтяной отрасли?
- 2** Если да, что вы ожидаете от такой политической инновации?

В прошлом номере «Вертикаль», напомним, высказала предположение о том, что политической сутью ручной отраслевой стратегии является перманентное выдавливание с рынка частных ВИНК (см. «Частные ВИНК: прощание с рынком...», НГВ №10'12), прежде всего тех, кто раздражает власть и поведением, и инвестиционной политикой, и дивидендами.

«Вертикаль» говорила о том, что время ухода с рынка прямо связано с обеспеченностью частных компаний разведанными запасами, иные ресурсы расписаны «Роснефти» и «Газпрому» или воскресшему «Роснефтегазу», если хотите. Мы предполагали, что частные ВИНК в нынешнем виде нужны только для максимально возможного пополнения федерального бюджета через налоги, акцизы, пошлины и штрафы: извлекут извлекаемое, заплатят по полной и — привет... Светлого будущего в России у них нет, поскольку отраслевая «инновация» преследует политическую цель: нет компании — некому и в политику нос совать, и сделки государственной важности срывать, и топливным кризисам потакать.

Речь, иными словами, шла об организации тотального финансового контроля над потоками нефтедолларов (власти для этого ведь совсем не обязательно быть акционером), дабы те попали в нужный карман, а не финансировали, к примеру, оппозицию на фоне явного и резкого падения авторитета «Единой России». Временщиков в отрасли действительно хватает, но высшая власть к ним никакого отношения не имеет...

Да и многие опрошенные «Вертикалью» эксперты обратили внимание на прямую взаимосвязь «корпоратизации» нефтяной отрасли с переделом рынка: неконтролируемых акционеров быть не должно. Своим — все, иным — закон.

При поддержке:



II International Conference

Yamal Peninsula Oil & Gas Perspectives

October 4, 2012, Moscow, Russia



II Международная Конференция

Полуостров Ямал: нефтегазовые перспективы

4 октября 2012, Москва

+7 (495) 646 13 95

В ФОКУСЕ:

www.yamalconf.ru

- + ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЯМАЛА И ПРИЛЕГАЮЩИХ АКВАТОРИЙ
- + ИНОСТРАННЫЕ ИНВЕСТИЦИИ В ЯМАЛЬСКИЕ ПРОЕКТЫ
- + ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ВЫЗОВЫ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕСУРСОВ АРКТИКИ
- + ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ
- + ТРАНСПОРТИРОВКА И НОВЫЕ РЫНКИ ДЛЯ УГЛЕВОДОРОДОВ ПОЛУОСТРОВА ЯМАЛ
- + ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА РЕСУРСНОЙ БАЗЫ ПОЛУОСТРОВА ЯМАЛ И ПРИЛЕГАЮЩИХ АКВАТОРИЙ

Информационная поддержка:



ВСЯ НЕФТЬ ПЛЫВЕТ В РУКИ СЕЧИНА



НИКОЛАЙ ВАРДУЛЬ
Экономический обозреватель
«Новая газета»
(Москва), 01.06.12

Путин подписал указ-оборотень (№695 от 22.05.12). В нем говорится о «приватизации пакетов акций крупнейших компаний ТЭК». Казалось бы, указ о приватизации. Но как тогда понять его центральный пассаж: «Правительству РФ при

утверждении плана приватизации находящихся в федеральной собственности пакетов акций крупнейших ком-

Первый вывод: никакой приватизации ТЭК и «Роснефти», по крайней мере, до 2015 года не будет

паний ТЭК и принятии решений об их продаже исходить из того, что до начала 2015 года «Роснефтегаз» является

Второй вывод: «приватизация» в ТЭК пройдет так, что бюджет ничего не получит

инвестором по отношению к компаниям отрасли, пакеты акций которых планируются к приватизации, при усло-

В чем же тогда смысл такой «приватизации»? Ответ, лежащий на поверхности, — в выведении денег из бюджета

вии представления ОАО программы финансирования этих сделок, предусматривающей использование дивидендов от акций компаний, находящихся в собственности «Роснефтегаза»?»

Что это за приватизация, если «инвестором» оказывается «Роснефтегаз»?

Первый вывод: никакой приватизации ТЭК и «Роснефти», по крайней мере, до 2015 года не будет, сколько бы раз слово «приватизация» в указе ни фигурировало. Указ-оборотень.

Второй вывод: «приватизация» в ТЭК пройдет так, что бюджет ничего не получит.

В чем же тогда смысл такой «приватизации»? Ответ, лежащий на поверхности, — в выведении денег из бюджета. Но зачем государство перекладывает деньги из одного кармана в другой — скажем, из «Роснефти» в «Роснефтегаз», да еще за счет дивидендов той же «Роснефти»? Понятно, чем мутнее вода, тем больше улов...

Госхолдинг с момента своего основания дивиденды платил государству лишь раз — за 2007 год (в 2008 году выплачено в бюджет 15,5 млрд рублей). Все остальное время деньги, получаемые по пакетам акций «Газпрома» и «Роснефти», оставались на балансе холдинга. 2010 год «Роснефтегаз» закончил с 48,2 млрд рублей на депозитах в Альфа-Банке и ВТБ. В 2011 году он получил еще 31,2 млрд рублей дивидендов «Газпрома» и «Роснефти», в 2012 году (до конца лета) получит еще 52,6 млрд рублей — итого 132 млрд рублей (более \$4 млрд). Впереди еще 2013 и 2014 годы, когда госхолдинг (или госфонд) получит еще минимум 100 млрд рублей дивидендов...

Это та приватизация, при которой контроль получают «те, кто надо»...

Указ-оборотень переворачивает не только приватизацию, но и демонстрирует реальную концепцию экономической модернизации. По-своему она направлена на повышение эффективности госвмешательства в экономику. Но не за счет ухода из нее, а совсем наоборот — за счет дополнения чисто чиновничьего контроля экономическим, с использованием такой цивилизованной формы, как холдинг. Одно дело — предоставлять чиновнику бумаги по его запросу, и совсем другое — когда представитель государства наделен контрольным пакетом акций.

Вот такая теперь модернизация... Вот только на эффективность такой модели рассчитывать не приходится. Проходили...

НА ВТОРЫХ РОЛЯХ



ДМИТРИЙ АЛЕКСАНДРОВ
Начальник отдела
аналитических исследований
ИГ «УНИВЕР»

1. Фактически можно говорить о том, что начавшийся еще в докризисный период процесс «огосударствления ТЭК» активно развивается. При этом государство не про-

сто сосредоточилось только на «Газпроме» и «Роснефти» как центрах консолидации подотраслей (нефть и газ), но допускает перебалансировку сил между игроками этих подотраслей за счет общего в целом, но отличающегося по силе регуляторного, в том числе налогового воздействия. Это первая характерная черта последнего времени. Вторая — мощная вторая волна привлечения иностранных компаний.

2. Естественно, что в таких условиях независимые российские компании будут оказываться на вторых ролях, и в принципе это создает для них несколько путей: существенно сокращать инвестиции, выходить из бизнеса, искать воз-

возможности для СП с госкомпаниями, сосредотачиваться на разработке специфической ресурсной базы, занимая эту нишу (мелкие участки недр, нетрадиционные виды сырья и т.д.) или активнее выносить бизнес за пределы РФ.

В принципе, все эти варианты, в том числе и последние два, предполагают очень существенные изменения основ управления и организационной структуры этих компаний.

Есть ли риски падения общих объемов добычи углеводородов в России из-за таких изменений? В целом нет, особенно если государство в течение ближайших лет обратится к реальному стимулированию работы, например, на небольших месторождениях. Однако это, равно как и льготы по шельфу, грозит снижением бюджетных поступлений.

Как раз здесь и кроется дилемма — новая госполитика сможет быть эффективной только в том случае, ес-

ли будет способствовать созданию новых производств вокруг меняющейся нефтегазовой отрасли. Однако в

Особенности отраслевой политики: огосударствление ТЭК и мощная вторая волна привлечения иностранных компаний

том, что это произойдет в необходимых масштабах, есть сомнения.

Не факт, что новая политика будет способствовать созданию новых производств вокруг меняющейся нефтегазовой отрасли

РАЗВИТИЕ ПОЛИТИКИ ОГОСУДАРСТВЛЕНИЯ



АЛЕКСЕЙ БЕЛОГОРЬЕВ

Руководитель
Экспертно-аналитического
управления по ТЭК,
Институт энергетической
стратегии

Я не вижу здесь ничего нового. Описанное в статье — это логическое развитие той политики огосударствления нефтя-

ной отрасли, которая проводится уже лет десять. Ее издержки и раньше были большими, но, как и с другими проблемами отрасли, их драпировали высокими ценами на нефть.

Не думаю, что кто-то ставит цель выдавить частные ВИНК из российской добычи. К 2020 году «Роснефть» может обеспечить не более 26% российской добычи нефти, «Газпром нефть» и «Газпром» — еще в пределах 6%. Все остальное — это частные ВИНК, без их активных инвестиций не только невозможен рост добычи, но неизбежен ее резкий спад.

Другое дело, что в последние годы снижается политический вес частных ВИНК, что в системе «ручного управления» отрасль чреват. Отчасти им удастся компенсировать эту потерю за счет резкого увеличения своей роли в газодобыче, но тем самым они попадают под удар еще и «Газпрома», перед которым маячит угроза невостребо-

Не думаю, что кто-то ставит цель выдавить частные ВИНК из российской добычи: тогда неизбежен ее резкий спад

ванности собственных добычных мощностей из-за резкого изменения динамики спроса.

Сама политика огосударствления сегодня находится в глубоком кризисе, поскольку «Роснефти» и «Газпрому» не удастся обеспечить нужный уровень технологического развития своих отраслей (а это сегодня ключевой вопрос). В свою очередь, тяжелый инвестиционный климат, неблагоприятный налоговый режим и «драконовское» законодательство по отношению к иностранным инвесторам сводят на нет реальные перспективы привлечения технологически развитых партнеров, особенно в шельфовые проекты.

НЕГАТИВ НЕОДНОЗНАЧЕН



ДЕНИС БОРИСОВ

Начальник отдела анализа
нефтегазового сектора
«НОМОС-БАНКА»

Мне кажется, что окончательные выводы о неизбежной «корпоратизации» российско-го нефтяного сектора пока делать рано: не исключено, что государственная политика в сфере ТЭК будет либерализо-

вана с приходом в Правительство РФ нового куратора отрасли Аркадия Дворковича.

Кроме того, далеко не всегда частные компании являются более эффективными по сравнению с государственными. Так, если сравнить норвежскую Statoil (доля государства — 67%) и частные компании, то показатель ROACE (доходность на средний используемый капитал) за 2011 год не имеет принципиальных отличий. Так, у Statoil этот показатель составил 22,1%, у Exxon — 24%, у Chevron — 21,6%, у Total — 17%, у ConocoPhillips — 14%.

Если посмотреть на отношение рынка к стоимости компаний, то по показателю EV/EBITDA государственная «Рос-

нефть» в настоящее время торгуется без каких-либо существенных отклонений от уровня западных частных нефтяных компаний (около 4,0 у «Роснефти», у Exxon — 4,3, у BP —

3,9, у Shell — 3,7, у Conoco — 3,6, у Total — 3,3). Поэтому нельзя однозначно утверждать, что усиление роли государства — это однозначный негатив для развития сектора.

ПРИДЕТСЯ ПОЖЕРТВОВАТЬ ДИВИДЕНДАМИ?



ВЯЧЕСЛАВ БУНЬКОВ
Аналитик «АТОН»

1. Я согласен с тем, что тренд на корпоратизацию нефтегазовой индустрии уже задан. При чем в последний год его усиление стало особенно заметно. Главной причиной этого, на мой взгляд, является рост зависимости бюджета от нефтегазовых

Тренд задан: главной причиной этого, на мой взгляд, является рост зависимости бюджета от нефтегазовых доходов

доходов. В условиях, когда бюджет становится бездефицитным только при цене на нефть выше \$120 за баррель, госу-

В принципе, нефтяники могут выдержать подобную нагрузку, однако, скорее всего, придется пожертвовать дивидендами

дарству нужны гарантии стабильных налоговых поступлений от нефтегазовых компаний.

Раздавая наиболее перспективные и выгодные проекты госкомпаниям, такая гарантия частично обеспечи-

вается — сохраняется возможность в ручном режиме контролировать доходы компаний и ту часть этих доходов, которая отойдет государству в виде налогов. С этой точки зрения поручать разработку новых крупных месторождений частникам более рискованно, поскольку исчезает элемент контроля, а все дополнительные доходы от более эффективной разработки частные компании могут опять же потратить на дивиденды, а не на пополнение казны.

2. Подобная ситуация может заметно изменить процессы, происходящие в отрасли. Во-первых, частные нефтяные компании уже начали активно переориентироваться на зарубежные проекты. Яркие примеры — ЛУКОЙЛ и ТНК-ВР. Однако здесь проблема заключается в том, что наиболее привлекательные ресурсы на мировой арене уже поделены, поэтому компаниям придется либо идти на риск и вкладываться в проекты на ранней стадии разработки (а это не только риск, но и более высокие капиталовложения), либо переплачивать за участие.

Во-вторых, компании могут направить свои усилия на сокращение темпов падения добычи на своих традиционных месторождениях. Не исключено также, что вырастут инвестиции в геологоразведку, хотя об этом нефтяники обычно думают в последнюю очередь, не желая нести сопутствующие риски. В результате мы можем увидеть снижение темпов роста добычи частных компаний при одновременном росте инвестиций. Дополнительное давление на финансовое состояние компаний окажет ценовой контроль.

СОЗДАТЬ, А ПОТОМ ПРИВАТИЗИРОВАТЬ



ЕВГЕНИЙ ГИЛЬБО
Президент
Международной
Академии Гуманитарных
Технологий
(Вашингтон)

1. Дело идет к тому, что будет реализован план, под который Путин получил третий срок: объединение нефтяных компаний в одну национальную. Всем мажоритарным ак-

ционером нынешних нефтяных компаний предложат внести свои акции в новую компанию и стать там миноритариями (но поначалу также предложат места топ-менеджеров). Предложение будет сделано в форме, от которой невозможно отказаться.

На втором этапе уважаемых миноритариев-топ-менеджеров так или иначе выживут из новой компании, опять же в форме, от которой нельзя отказаться. Некоторые отступные из бюджета дадут.

По завершении консолидации управления новой сверхкорпорацией она будет приватизирована.

2. Лично я жду от такой политической инновации увеличения клиентуры на консалтинг по вопросам, как грамотно вписаться в новую политическую реальность и спасти свои активы.

К ВОПРОСУ ОБЕСПЕЧЕННОСТИ ДОБЫЧИ ЗАПАСАМИ



МИХАИЛ ГРИГОРЬЕВ

Директор ГКЦ Гекон,
академик РАН

В СМИ постоянно муссируются две величины обеспеченности добычи запасами нефти: 20 лет со ссылкой на BP Statistical Review of World Energy и озвученная в докладе экс-министра энергетики Сергея Шматко — 40 лет.

На наш взгляд, ситуация очень проста и существенных противоречий в оценках нет. Для того чтобы это понять, рассмотрим, о каких обеспеченностях идет речь.

Если мы рассматриваем обеспеченность добычи запасами введенных в разработку эксплуатируемых в настоящее время пластов разрабатываемых месторождений нефти, то ее целесообразно назвать текущей (эксплуатационной). Учет всей совокупности разведанных запасов этих пластов категорий ABC₁ на 01.01.2011 года и дает период 25 лет для России в целом.

Если учесть, что разработка части разрабатываемых в настоящее время пластов разрабатываемых месторождений убыточна и потери при их разработке компенсируются более благоприятными условиями разработки остальных пластов в рамках проектов разработки месторождений (или лицензионных участков и предприятий в целом), то величина в 25 лет может быть уменьшена, если мы оцениваем разработку только рентабельных пластов, и спустится ближе к 20 годам.

Но такой подход, на наш взгляд, неприемлем с точки зрения стремления к полноте извлечения запасов. Ориентация только на эффективные пласты издавна называлась на Руси «хитничество» или «хищничество» — как кому нравится. Если исходить из заявленной чистой прибыли нефтяных компаний, то сложно предположить, что они чрезмерно угнетены ситуацией с разрабатываемыми месторождениями.

Если мы учтем все запасы разрабатываемых месторождений, то получим *перспективную* обеспеченность. Как показывает практика, часть запасов месторождений не предполагается к вводу в разработку проектными документами, поэтому этот показатель будем учитывать как справочный, хотя речь идет о регионах с развитой инфраструктурой.

Очевидно, что Минэнерго при оценке обеспеченности исходит из величины всех запасов распределенного фонда недр на разрабатываемых, подготовленных для промышленного освоения и разведываемых месторождениях — т.е. оценивает *прогнозную* обеспеченность. Для России в целом она составляет, по нашей оценке, 35 лет.

Но, если говорить о подготавливаемых к разработке и разведываемых месторождениях, то ситуация принципиально иная. Прогнозная обеспеченность добычи в 35 лет (что близко оценке Минэнерго) — это скорее мечта, которой придано численное значение. Ввод новых место-

рождений увеличивает обеспеченность добычи «Газпром нефти» на 10 лет (без Приразломного и иных месторождений, числящихся пока на балансе «Газпрома»), ТНК-

Текущая обеспеченность добычи рентабельными запасами России оценивается пределом в 20 лет

BP на 9, «Славнефти» на 8 лет. Сколько лет (десятилетий?) вводятся в разработку эти месторождения, для

Но такой подход, на наш взгляд, неприемлем с точки зрения стремления к полноте извлечения запасов

большинства из которых отсутствуют эффективные инфраструктурные решения?

Прогнозная обеспеченность добычи свыше 35 лет (что близко оценке Минэнерго) — это скорее мечта, которой придано численное значение

Ну, и особняком стоит «Газпром», эксплуатационная обеспеченность добычи которого разрабатываемыми пластами составляет 24 года, что близко к средней по

Обеспеченности добычи нефти ВИНК, «Газпрома» и России, лет

ВИНК	Обеспеченность добычи запасами ABC ₁		
	Текущая	Перспективная	Прогнозная
Сургутнефтегаз	18	19	20
Татнефть	23	26	27
ЛУКОЙЛ	23	27	31
Башнефть	24	26	32
РуссНефть	26	30	33
Роснефть	25	31	34
Россия в целом	25	29	35
Славнефть	26	29	37
Газпром нефть	25	28	38
ТНК-ВР	32	35	44
Газпром	24	69	144

Источник: Нефтяное хозяйство, 2012, № 5.

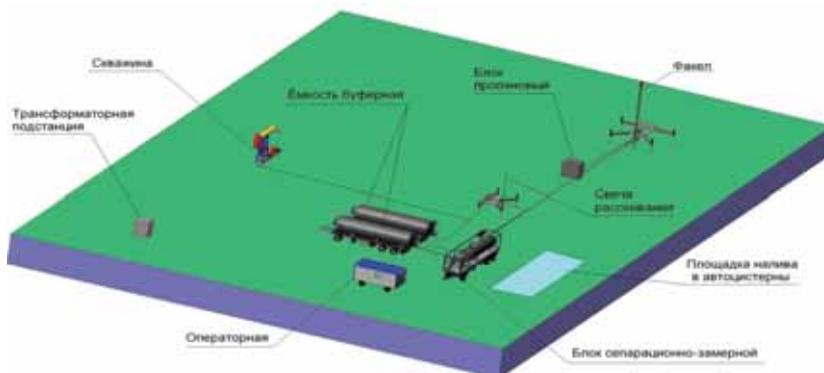
стране, но если вовлечь в разработку достаточно давно лицензированные месторождения, то прогнозная обеспеченность составит 144 года! Такое омертвление запасов сложно назвать рачительным подходом *государственной* компании.

МАЛОГАБАРИТНАЯ БЛОЧНАЯ СЕПАРАЦИОННО-НАЛИВНАЯ УСТАНОВКА (ПЕРЕДВИЖНАЯ)

Основной задачей инженеров по оптимизации добычи и разработки нефтяных и газовых месторождений является испытание скважин на устье скважины или на промышленном трубопроводе.

Полученные данные при пробной эксплуатации скважин позволяют применить их для:

- управления разработкой месторождения;
- диагностирования процесса добычи;
- распределения извлекаемого продукта.



Примерное расположение оборудования малогабаритной блочной сепарационно-наливной установки (передвижной)

В нефтегазодобывающей промышленности определение количества извлекаемого продукта производится путем замера сепарированных жидкостей и газа с помощью обычных однофазных измерительных приборов, устанавливаемых на трубопроводах нефти, газа и воды. За рубежом данная задача решается при помощи пробного сепаратора.

Возможность качественно отделить из продукта газ, нефть и воду не всегда предоставляется по ряду причин, чему мешают:

- некачественное смешение деэмульгатора или возможность его подачи;
- отсутствие нагревателя продукта;
- необходимость в двухступенчатой сепарации по газу.

Отсюда следует, что мы должны создать установку качественной сепарации нефти, газа и воды в «миниатюре», при этом уменьшить объем сепарационной емкости, так как она должна быть передвижной.

Анализируя вышесказанное, ООО «Корпорация Уралтехнострой» разработало передвижную Малогабаритную блочную сепарационно-наливную установку (МБСНУ).

Основные технические характеристики малогабаритной блочной сепарационно-наливной установки (передвижной)

Наименование параметра	Значение
Диапазон измерений давления, МПа	от 0 до 4,0
Диапазон измерений температуры, °С	от -4 до +80
Обводненность, %	от 0 до 100
Расход жидкости, т/сут.	от 20 до 400
Расход газа при рабочих условиях, м ³ /сут.	от 40 до 1 000

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений

Температура, °С	±1,5
Обводненность, %	
при содержании воды до 70%	±1,0
при содержании воды более 70%	±1,2

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений, %

Массового расхода жидкости	±2,5
Расход нефти:	
при содержании воды от 0 до 70 %	±6,0
при содержании воды от 70 до 95%	±15,0
Объемного расхода газа	±5
Текущего времени	±0,01
Давления, % от верхнего предела измерений, не более	±1,5

МБСНУ предназначена:

- для пробной эксплуатации скважин;
- для измерения расходных параметров компонентов нефтегазового потока (нефти, воды и газа), а также обводненности, давления, температуры и определения массы сырой обезвоженной нефти и объема свободного нефтяного газа;
- для налива продукта в автоцистерны;
- для опытно-промышленной разработки залежей.

Погрешность измерения в соответствии с ГОСТ Р8.615-2005 без предварительного сепарирования на основе многофазного расходомера.

Передвижная база выполнена на основе прицепной техники.

В базовом исполнении МБСНУ (передвижная) состоит из нескольких блоков:

- блок сепарационно-замерной с системой нижнего налива в автоцистерны;
- факельная установка;
- блок пропановый;
- операторная;
- комплект трубной обвязки.

Дополнительная комплектация: блок азотный, электростанция дизельная, электростанция газовая, свеча рассеивания, емкость буферная (накопительная), нагреватель нефти.

Принцип работы:

Поток продукции скважин поступает на вход многофазного расходомера, который непрерывно измеряет расход жидкой и газовой составляющих многокомпонентного потока смеси с различной структурой и режимом течения без предварительного его сепарирования, а также для измерений объемной доли воды (обводненности) в жидкой составляющей потока и далее в сепаратор для окончательного разгазирования. Газ из сепаратора через конденсатосборник направляется на факел, а жидкость насосом с помощью наливного стояка (устройства налива) закачивается в автоцистерну. Количество жидкости, наливаемой в автоцистерну, может контролироваться расходомером.

Блок сепарационно-замерной с системой нижнего налива

Блок сепарационно-замерной с системой нижнего налива выполнен на базе специального прицепа с винтовыми домкратами.

Состоит из:

- шкафа с многофазным расходомером;
- теплоизолированного сепаратора с греющим кабелем;
- конденсатосборника и насоса, расположенных внутри отапливаемого помещения;
- трубной обвязки;
- устройства налива в автоцистерны (крепится отдельно к блоку).



Блок сепарационно-замерной с системой нижнего налива

Факельная установка**Факельная установка имеет в своем составе:**

- факельный ствол с факельным оголовком;
- устройство розжига и контроля пламени.

Факельная установка перевозится на специальном прицепе и устанавливается на винтовых домкратах. Монтаж и демонтаж не требует грузоподъемной техники.

Блок пропановый служит для розжига факела. Состоит из утепленного шкафа с обогревателем, нескольких баллонов с пропаном и редуктора для поддержания давления «после себя».

Операторная смонтирована на прицепе. Внутри помещения имеется комната мастера, комната отдыха и спальня.

Операторная укомплектована необходимой мебелью, масляными радиаторами и пр.

Комплект трубной обвязки состоит из труб, на конце которых имеются быстроразъемные соединения (БРС). Укладка труб вне блоков осуществляется на специальных переносных опорах.

Блок азотный применяется для продувки оборудования МБСНУ азотом. Состоит из шкафа, внутри которого имеется несколько баллонов с азотом.

Электростанция дизельная 380 В/ 50 Гц с автоматической регулировкой напряжения и системой управления предназначена для снабжения МБСНУ и скважины (скважин) электроэнергией, работающей на дизельном топливе.

Электростанция газовая (газопоршневая, микротурбина) предназначена для снабжения МБСНУ и скважины, работающей на попутном газе.

Свеча рассеивания применяется для «рассеивания» газа во время налива нефти в автоцистерну или при работе с буферной емкостью.



Факельная установка

Емкость буферная (накопительная)

Емкость буферная (накопительная) предназначена для накопления нефти в случае необходимости. Предусматривается изготовление на специальном прицепе с винтовыми домкратами или санях.

Нагреватель нефти в МБСНУ предназначен для нагрева нефти в случае необходимости, а именно: высокой вязкости и низкой температуры продукта, способной вызвать нетекучесть или замерзание. Нагреватели нефти могут работать на попутном газе, дизельном топливе или электричестве. Возможно применение теплообменников. 

Емкость буферная (накопительная)

на прицепе



на санях

ООО «Корпорация Уралтехнострой»

450065, Россия, г. Уфа, ул. Свободы, 61

тел.: +7 (347) 279-20-61/63, факс: +7 (347) 263-02-59

e-mail: info@uralts.ru

www.uralts.ru



КОРПОРАЦИЯ
УРАЛТЕХНОСТРОЙ

ЛОВУШКА ДЛЯ ОТРАСЛИ



РУШАН ЗАРИПОВ
Доверительный
управляющий ЗАО ИК
«Битца-Инвест»

Политические действия чиновников в отношении нефтегазового сектора просты и понятны. Если прошлое десятилетие в этом плане можно было назвать периодом «неформаль-

но понятно, что такие договоренности все чаще дают сбои, следствием чего и стало желание властей формализовать процесс контроля над нефтяными доходами.

Тем более что нестабильная ситуация в гражданском обществе повышает риск того, что у «оппозиционных течений», становящихся все более масштабными и массовыми, могут появиться крупные спонсоры. А, как известно, основные финансовые ресурсы сконцентрированы именно в нефтегазовом секторе.

Однако основная проблема здесь заключается не в том, что государство повышает уровень своего контроля в секторе, а в том, что традиционно государственные компании являются менее эффективными в силу своей бюрократизированной структуры, и это может стать причиной усиления стагнации в отрасли.

Таким образом, есть вероятность, что в перспективе 3–5 лет правительство попросту загонит нефтяную отрасль и, как следствие, себя в ловушку по аналогии с газовым сектором, когда невозможность оперативного реагирования на рыночную конъюнктуру спровоцировала отток и переориентацию потребителей.

Нестабильная ситуация в гражданском обществе повышает риск того, что у «оппозиционных течений» могут появиться крупные спонсоры

ных договоренностей» между нефтяниками и государством по распределению нефтяных доходов, то сейчас ста-

НЕ ПОЖАЛЕЕТ ПОЧТИ НИКТО



СЕРГЕЙ ЗАХАРОВ
Начальник отдела
инвестиционного анализа
аналитического
департамента
ИФК «Алемар»

1. Следует признать, что сложившаяся ситуация в отношении государства к частным ВИНК действительно стала результатом поведения этих компаний на

протяжении многих лет.

Типичная для мировой экономики картина, когда частный капитал оказывается эффективнее государственно-

го, в России неочевидна. Многие годы недорогого приобретения на аукционах участков недр, похоже, притупили долгосрочное стратегическое видение независимых компаний. «Соломка» в виде ВМСБ, приобретения технологий добычи трудноизвлекаемой нефти, модернизации переработки для повышения конкурентоспособности продукции подстелена не была.

Стоит ли теперь удивляться, что близкие к государству ВИНК, находясь в одинаковом с частными структурами положении по истощению ресурсов, получают преференции? Более того, сомневаюсь, что в случае реализации крайнего сценария развития тенденции «корпоратизации» нефтегазового сектора о потере нынешних «независимых» компаний будет жалеть кто-то, помимо небольшой прослойки участников фондового рынка.

2. Если ускорится разработка шельфовых месторождений и нашим «государственным» ВИНК станут доступны самые современные технологии добычи углеводородов, это пойдет на пользу энергетической безопасности страны. Потому в самой по себе тенденции «корпоратизации» отрасли не стоит видеть ничего страшного.

Ключевой вопрос в том, как будут в итоге сбалансированы интересы частных лиц и государства: не будут ли вторые принесены в жертву первым?

НЕ ЭФФЕКТИВНО ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ



АЛЕКСАНДР ИГНАТЮК

Начальник аналитического отдела
ЗАО «ИК «Энергокапитал»

1. Бесспорно, речь идет об усилении государственного регулирования отрасли, что само по себе неэффективно по определению. Тем не менее, форма государственных корпораций в данном случае не выглядит самой неудачной. Возможность построения профессиональной системы менеджмента с ясной и понятной системой мотивации, лишь отчасти подконтрольной государству, видится сильной чертой подобных формирований. Другой вопрос, что данная система в настоящее время существует лишь на бумаге и не отражает фактического состояния дел в секторе.

Наверное, не стоит ожидать гибели сильных частных ВИНК, но определенные неудобства для их бизнеса данная тенденция все же несет. В любом случае, Россия никогда не была страной с рыночной структурой капитала в нефтедобывающей отрасли.

Не стоит ожидать гибели сильных частных ВИНК, но определенные неудобства для их бизнеса данная тенденция все же несет

2. Как альтернативный вариант все же хотелось бы видеть большую степень государственного регулирования работы иностранных игроков на шельфе и допуск частных ВИНК к формированию консорциумов по добыче в данной зоне. Проблему же вывода средств из отрасли во многом мог бы решить налог на ликвидные активы и дивиденды, что позволило бы увеличить уровень новых инвестиций в бизнесе частных добывающих компаний.

БОЯТЬСЯ НЕЧЕГО



ВАЛЕРИЙ КАРПОВ

Начальник отдела технического консалтинга и исследований месторождений УВС ООО «ИИТиМУН», заслуженный геолог РФ, к.г.-м.н., эксперт России по недропользованию (НАЭН)

1. Издержки «лоскутного» недропользования описывались в

НГВ №7 и №8, а шельф — практически единственное, что осталось из стратегического и что должно оставаться в одних руках. Намечаемое — может не лучший вариант компромиссного решения, но, судя по всему, и не худший из имеющихся реальных. У частных компаний огромный фронт работ на распределенных лицензионных участках (см. №4 НГВ), поэтому вряд ли масштабная корпоратизация отрасли грозит в ближайшей перспективе.

2. Если даже это случится (исключительно во благо государства), бояться нечего: выиграет основа отрасли — геологическая составляющая, а в конечном счете — все дело.

ПОКА СЛОЖНО СКАЗАТЬ

ДАРЬЯ КОЗЛОВА

Аналитик по нефти и газу Rye, Man & Gor securities

1. В среднесрочной перспективе говорить о госкорпоратизации нефтегазового сектора достаточно сложно. Государственная «Роснефть» и квазигосударственная «Газпром нефть» занимают около 30% в общей добыче России, остальное приходится на частные компании. К тому же в ближайшей перспективе все-таки стоит говорить о возможности разработки в основном onshore greenfields.

Большими портфелями новых месторождений, кроме «Роснефти» и «Газпром нефти», обладают также ТНК-ВР (Сузун, Тагул, Русское, Куюмба) и ЛУКОЙЛ (прежде всего, каспийские месторождения). В долгосрочном плане мы действительно можем увидеть переход добывающих активов в государственный сектор. Основное направление развития здесь — шельфовые проекты, особенно Арктических морей.

По измененному в 2006 году закону о недрах, к разработке стратегических месторождений с запасами боле

100 млн тонн допускаются только государственные компании или частные в партнерстве с ними. А так как, исходя из текущих соглашений «Роснефти», партнер будет получать 1/3 в проекте, а еще и нести первичные геологические риски, то управление разработкой таких проектов для частных ВИНК становится проблематичным (по МФО 33,3% в проекте отражается даже не в выручке, а в финансовых инвестициях).

Исходя из этого, мы видим, что многие компании стремятся войти в зарубежные проекты, повысив свою добычу, так как во всем мире upstream остается самым прибыльным направлением. Тот же ЛУКОЙЛ давно ведет добычу за рубежом, ТНК-ВР недавно приобрела активы в Бразилии и Венесуэле, даже «Башнефть» и «Татнефть» пытаются войти в иностранные проекты.

2. Ответить на этот вопрос сложно, все будет зависеть от выбранного варианта создания такой структуры (если она все-таки будет создана). С одной стороны, создание

огромной национальной корпорации (ННК) поможет обеспечить реализацию национальных интересов в отрасли.

1/3 в проектах «Роснефти» в балансе другой ВИНК отразится даже не в выручке, а в финансовых инвестициях, плюс все первичные геологические риски

В мировой практике ННК как правило создаются в развивающихся странах: Ретех — Мексика, PDVSA — Венесуэла, SOCAR — Азербайджан и т.д., исключением здесь, наверное, является только норвежская Statoil.

С другой стороны, сразу возникает вопрос об эффективности деятельности подобной структуры. В российских реалиях создать компании на подобии Statoil будет сложно. Если посмотреть на тот же «Газпром», то одна из причин его низкой оценки рынком — политические проекты и неэффективность монополии. К примеру, стоимость строительства «Южного потока» — \$21 млн/км, тогда как других морских трубопроводов — Mendegaz (Алжир—Испания) — около \$5 млн/км.

К тому же создание единой компании снижает конкуренцию в отрасли, что сильно скажется на эффективности реализации проектов.

ВЕСЬМА ПОЛОЖИТЕЛЬНЫЙ МОМЕНТ



ВЛАДИМИР КАПУСТИН
Генеральный директор
ОАО «ВНИПИнефть», д.т.н.

1. Да, начинается корпоратизация отрасли. Причем руководящую роль взяло на себя государство.

Для успешного развития отрасли необходимо, чтобы в ней шли процессы и центробежные дезинтеграционные, и центростремительные интеграционные. На разных этапах развития соотношение между этими процессами меняется в зависимости от ситуации в экономике. То есть корпоратизация и реструктуризация — две стороны реформирования отрасли.

Сегодня, когда отрасль закончила восстановление после разукрупнения наследия советских времен 1990-х

Появление нескольких «корпораций» вместо десятка разнокалиберных ВИНК в «нефтянке» позволит начать осваивать по-настоящему крупные проекты

годов, перед ней встали серьезные глобальные задачи, включая освоение шельфовых месторождений нефти и газа, месторождений Восточной Сибири и т.д. Российские ВИНК сегодня еще не стали мировыми нефтяными majors, которым под силу затраты на реализацию таких проектов собственными силами. Владение необходимыми технологиями второстепенно — их можно купить.

2. По моему мнению, появление нескольких «корпораций» вместо десятка разнокалиберных ВИНК «в нефтянке» позволит начать осваивать по-настоящему крупные проекты и приблизиться к мировым нефтяным majors. И нет ничего плохого в том, что «корпорации» будут создаваться на основе ВИНК с государственным участием. И если государство принимает в этом активное участие, то это весьма положительный момент.

На примере нефтеперерабатывающей промышленности мы видим положительное влияние государственного регулирования на развитие отрасли. В частности, утверждение программы развития нефтепереработки до 2020 года, заключение четырехстороннего соглашения между ФАС, Ростехнадзором, Росстандартом и нефтяными компаниями по модернизации НПЗ, утверждение комплекса мер по осуществлению государственного мониторинга реконструкции нефтеперерабатывающих предприятий позволили ускорить модернизацию нефтепереработки.

ИНЫЕ БЕНЕФИЦИАРЫ НЕ НУЖНЫ



БАТРБЕК КУСОВ
Ведущий инженер
Северо-Кавказского
отделения ИГЕМ РАН,
к.г.-м.н., член-корр. РАЕН

Полностью согласен с выводами аналитической службы «Нефтегазовой Вертикали». Периодически появляющиеся слухи о том, что конец нефтяной эры не за горами, здорово пугает российскую клептомани-

ческую власть, и она торопится корпоратизировать нефтегазовую отрасль.

Государство (власть) не хочет тратиться на восполнение минерально-сырьевой базы, чтобы отодвинуть мифический конец нефтяной эры, поэтому принимает другие меры. Судя по всему, «Газпром» и «Роснефть» призваны сыграть в нефтегазовой отрасли России такую же роль, какую сыграла и продолжает играть созданная в 2008 году Федеральная служба «Росалкогольрегулирование» в сфере производства этой продукции.

Основной результат «алкогольного регулирования» — замена бенефициаров. Думаю, что нефтегазовую отрасль ожидает такая же участь. Российской власти другие бенефициары, кроме ее самой, не нужны.

ТРЕНД: НЕ ОТДАВАТЬ НЕДРА ОЛИГАРХАМ

ВАСИЛИЙ КОПОСОВ

Специалист Отдела инвестиционного моделирования ЗАО «ИК «Энергокапитал»

Российский вариант рыночной экономики весьма специфичен, что, наверное, ни для кого не является новостью. Так, вполне в духе тенденций последнего десятилетия очень активное государственное участие в вопросах распределения ресурсной базы и превалирование государственных интересов над частными при вынесении решений.

Хорошо это или плохо — вопрос неоднозначный. Для акционеров частных ВИНК, конечно, плохо. Для инвестклимата... Скорее нейтрально: зарубежные технологии

российским НК нужны настолько, что для зарубежного инвестора и условия игры иные. Что же касается бюджета, подобная стратегия в полной мере отвечает его долгосрочным интересам.

Тем не менее, думается, что не стоит раньше времени ставить крест на частных ВИНК, однако и предложить им в качестве своих конкурентных преимуществ что-либо крайне сложно и с точки зрения доступа к технологиям, и по части финансирования раздутого бюджета.

Не стоит забывать еще об одном политическом факторе: передача недр олигархам явно не в тренде и не найдется понимания в обществе.

НЕКОМПЕТЕНТНОСТЬ, НЕЭФФЕКТИВНОСТЬ И СУПЕРЗАТРАТНОСТЬ



МИХАИЛ КРУТИХИН

Старший аналитик
RusEnergy

1. Действительно, дело явно идет к усилению раскола между частными компаниями и госкорпорациями. Первые будут и впредь страдать от дискриминации в доступе к ресурсам и проявлять чудеса выживания (альтернатива — продавать активы государственным компаниям или же переводить часть бизнеса за пределы России). Государственные же

предприятия будут по-прежнему страдать от некомпетентного управления и гигантских расходов на политизированные или коррупционные проекты. Госсектор в отрасли, судя по всему, должен усилиться и расширяться под контролем Игоря Сечина.

2. Ни к чему хорошему для отрасли и для российской экономики это не приведет. Некомпетентность, неэффективность и суперзатратность, наложенные на нежелание политического руководства сделать деловой климат в стране привлекательным для частного и иностранного инвестора, будут тормозить освоение новых запасов и делать готовую продукцию все менее конкурентоспособной — как это происходит, например, с планами расширения присутствия на мировом рынке СПГ.

предприятия будут по-прежнему страдать от некомпетентного управления и гигантских расходов на политизированные или коррупционные проекты. Госсектор в отрасли, судя по всему, должен усилиться и расширяться под контролем Игоря Сечина.

ЯВЛЯЕТСЯ ЦЕЛЕСООБРАЗНЫМ...



ХОРХЕ МОНТЕПЕКЕ

Директор Platts
по глобальным рынкам
и рыночной информации

Очевидно, роль российских нефтяных компаний в разведке и разработке месторождений растет. Закон РФ предоставляет преимущества государственным компаниям, так как только они имеют права на разработку шельфовых месторождений, поэтому, по определению, любая российская частная или международная компания будет играть только миноритарную роль в разработке месторождений.

Россия планомерно проводит политику увеличения роли государства в сфере добычи энергоресурсов. Это понятно, и такая политика осуществляется с различной степенью успеха и в других странах, где существует множе-

ство нефтяных компаний с полной или частичной государственной собственностью.

Одними из ключевых проблем будут вопросы конкуренции и эффективности, так как закрытые рынки, как правило, приводят к менее оптимальным результатам. Другая проблема связана с долгосрочным развитием частных российских компаний и их ролью, которую они могли бы играть в разведке и разработке месторождений на шельфе, которая будет ограничена, если законодательная среда останется без изменений.

Но в целом, как сторонние наблюдатели рынка мы считаем, что открытость государственных нефтяных компаний России в привлечении третьих сторон для разработки новых месторождений является целесообразной, так как это дает доступ к передовым технологиям и системам управления.

Открытость государственных нефтяных компаний России в привлечении третьих сторон для разработки новых месторождений является целесообразной



СЕРГЕЙ ЦИСАРСКИЙ: 60, 80, 100, 125... А ТЕПЕРЬ И МБК-140...



Бежецкий опытно-экспериментальный завод (БОЭЗ) — динамично развивающийся производитель мобильных буровых и подъемных установок грузоподъемностью 60, 80, 100, 125 тонн, предназначенных для бурения и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин. «Вертикаль» писала об успехах предприятия еще в 2010 году, и спустя два года Сергей ЦИСАРСКИЙ, генеральный директор Закрытого акционерного общества «Торговый дом «БОЭЗ» (эксклюзивного представителя завода), рассказывает, как развивается производство...

Ред.: Сергей Александрович, каких результатов компания добилась за последние два года?

С.Ц.: Мы запустили в производство мобильный буровой комплекс МБК-140 грузоподъемностью 140 тонн. Он предназначен для бурения ротором и забойными двигателями эксплуатационных и разведочных скважин в макроклиматических районах с умеренным и холодным климатом при температуре окружающего воздуха от – 45°C

до 45°C. Категория размещения I по ГОСТ 15150. Условная глубина бурения скважин МБК-140 составляет 3000 метров (при бурении колонной 28 кг/м).

Данный мобильный буровой комплекс обеспечивает проведение таких работ, как:

- монтаж-демонтаж оборудования на устье скважин;
- спуско-подъемные операции;
- переезд от скважины к скважине;

- спуск-подъем насосно-компрессорных труб, бурильных и обсадных;
- установка эксплуатационного оборудования на устье скважин;
- проведение работ по ликвидации аварий;
- разбуривание цементной пробки и связанные с этим процессом операции;
- цементация мостов;
- фрезерование и ликвидация скважин;
- проведение буровых работ;
- бурение боковых стволов.

Ред.: Чем МБК-140 выгодно отличается от аналогичных установок?

С.Ц.: У МБК-140 улучшена компоновка, что позволило уменьшить количество редукторов, цепных трансмиссий. Кроме того, тормозная система лебедки обеспечивает незначительный угол подъема тормозной рукоятки при растормаживании и малое усилие при затормаживании максимального груза благодаря наличию зубчатой передачи с переменным передаточным отношением.

Введено автоматическое устройство, защищающее бурильщика от удара тормозной рукояткой при аварийном срабатывании пневмомоза; введен пневматический тормозной цилиндр вместо автомобильных пневмокамер и камер с энергоаккумулятором, имеющих недостаточную величину хода.

Также среди достоинств МБК-140:

- просторная и удобная конструкция оборудования, обеспечивающая беспрепятственный допуск для обслуживания всех узлов и механизмов комплекса;
- взрывозащищенное электрооборудование;
- импортное гидравлическое и пневматическое оборудование;
- упрощенное буровое основание, монтаж-демонтаж которого

на скважине составляет не более трех часов;

- обеспечение радиосвязью буровой бригады;
- установка оборудования для контроля любых параметров при бурении скважин.

Ред.: Помимо нового бурового комплекса, были ли усовершенствованы уже зарекомендовавшие себя установки?

С.Ц.: Мы доработали агрегат УПА 60/80, предназначенный для текущего ремонта, освоения и капитального ремонта нефтяных скважин, а также ведения буровых работ роторным способом или забойными двигателями — были значительно улучшены характеристики агрегата: конструкция, габариты, вес. Его производство поставлено на поток: за последние два года произведено порядка 75 установок. На все улучшения нами получены патенты.

Ред.: Вы планировали программу технического перевооружения предприятия. Что уже сделано?

С.Ц.: В рамках этой программы, для того чтобы повысить качество продукции и расширить объемы производства без увеличения численности сотрудников, мы приобрели и запустили в работу обрабатывающие центры корпорации HAAS (США). Сейчас 80% механических операций проводятся на таких центрах, и планируется приобретение еще нескольких обрабатывающих центров, что позволит максимально автоматизировать производство.

Ред.: Планируете ли вы в ближайшем будущем производство новых установок?

С.Ц.: В настоящее время наше КБ уже начинает создавать опытный образец установки грузоподъемностью 180–200 тонн.

Ред.: Как текущий кадровый состав отличается от прежнего?

С.Ц.: Кадровый состав завода значительно улучшен: привлечены специалисты с ведущих предприятий нефтегазового машиностроения. Только в этом году мы взяли 15 ключевых сотрудников с многолетним опытом работы на

КОНКУРЕНТНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА КОМПЛЕКСА МБК-140



- Упрощенная трансмиссия привода лебедки, ротора и аварийного привода;
- Количество редукторов — 3 вместо 5;
- Количество цепных контуров — 3 вместо 5;
- Отсутствие редуктора аварийного привода и соответствующего контура;
- Три насоса и один героторный гидромотор аварийного привода смонтированы в одном промежуточном редукторе, имеющем всего 4 шестерни;
- Шестерни промежуточного редуктора полностью разгружены от усилий привода лебедки и имеют большой запас прочности, так как передают момент не более 25 Кн*м, имеют значительный диаметр;
- Три цепных контура лебедки находятся в масляных ваннах корпуса лебедки и занимают меньший габарит;
- Введен двухсекционный цилиндр выдвигания верхней секции вышки с двумя штоками, направленными вверх и вниз, длина каждого равна половине хода односекционного цилиндра. Это позволяет исключить из конструкции откидные центраторы, являющиеся крайне ненадежными элементами;
- В гидросистеме подъема вышки введен автоматический клапан сброса давления, позволяющий исключить перегрузку задней опоры вышки и подкосов в конце подъема вышки и в период подготовки к спуску;
- В мобильном основании вместо съемных боковых подкосов введены подкосы со сдвоенным шарниром, позволяющие их укладывать в соответствующие пазы мобильного основания при транспортировке;
- В верхней раме мобильного основания выполнен продольный проем, позволяющий подвести желоб ближе к ротору, что обеспечивает удобство захвата и освобождения одиночных труб при перемещении их на мостки и с мостков;
- Введены индикаторы натяжения оттяжек вышки.

лидирующих предприятиях отрасли. К тому же произведен ряд организационных изменений: с нуля создана служба качества, точнее, полностью перешла с одного из ведущих предприятий. Мы провели реорганизацию инжиниринговой компании и «омолодили» конструкторский состав, притом, что и самые опытные кадры тоже остались.

Ред.: Заказчики продукции уверены в стабильности поставок?

С.Ц.: Конечно! Нами принято решение о том, что несколько готовых установок типа УПА 60/80 держатся на складе в наличии, то есть уже даже и КрАЗы подгонять не надо.

Несколько МБК-140 уже выпущено и отгружено заказчикам. До конца 2012 года планируется выпуск еще 10 единиц таких мобильных буровых комплексов и 45 установок типа УПА 60/80. Завод загружен, обеспечен контрактами, отгрузки идут стабильно. 📄

**ЗАКРЫТОЕ
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ТОРГОВЫЙ ДОМ «БОЭЗ»**

**Тел./факс:
+7 (495) 967-68-10,
789-81-61
mail@boez.net
www.boez.net**

ВЫЖАТЬ ВСЕ...



НИКОЛАЙ ПОДЛЕВСКИХ

Начальник аналитического отдела ИК «Церих Кэпитал Менеджмент»

Углеродородный перекоп нашей экономики с ростом цен на нефть за последние годы существенно усилился. А значит, возросли риски разного рода неустойчивостей, особенно очевидные в условиях растущей

глобальной неопределенности. Государство в таких усло-

Одним из очевидных следствий происходящих в отрасли процессов будет все больший уход бизнеса частных нефтяных компаний за рубеж

виях стремится к максимально возможной защищенности при минимуме затрат, а по факту действует по классическом принципу временщика — выжать все из текущей ситуации и не думать о стратегической перспективе.

Следствием такого подхода стало снижение перспективных геологоразведочных работ. Другим проявлением такого дрейфа является растущий нажим на частные ВИНК с целью через налоги срезать накопленный ими «жирок».

По существу, действительно, происходит постепенная корпоратизация отрасли. Частные ВНИК все в большей мере будут вынуждены подстраиваться под действия и возможности «Роснефти», во все большей мере выполнять либо роль соинвесторов, делящих риски сложных проектов, либо добывающих подразделений государственных компаний. Очень плохо то, что на совершенно очевидном горизонте времени проглядывается нарастающее снижение запасов разрабатываемых ими месторождений.

Я СЕГОДНЯ НА СТОРОНЕ В.В.ПУТИНА...



ЮРИЙ ПОДОЛЬСКИЙ

Заведующий лабораторией ВНИГРИ, Д.Г.-М.Н.

1. Речь должна идти не о «ползучей корпоратизации», а о попытках правительства навести элементарный порядок в ТЭК.

Сначала о перспективности «самых перспективных и даром доставшихся «Роснефти» шельфовых проектах».

Итак, шельф Охотского моря (см. «Ресурсы проектов Охотского моря»).

Легко видеть, что удельная плотность ресурсов на первых трех лицензионных участках (ЛУ): по нефти — 4,21 млн т/тыс. км², по газу — 14,25 млрд м³/тыс. км². На «объедках с царского стола»: по нефти — 3,91 млн т/тыс. км², по газу — 13,06 млрд м³/тыс. км². Если помнить о Кудачи и коэффициентах подтверждения ресурсов D (0,1 согласно постановлению Правительства РФ №94 от 4.09.09), разницы между «царским столом» и «объедками» практически нет: просто на опоскование первых трех объектов необходимо затратить больше (в 2,8 раза) денег и объемов ГРП.

А теперь о Персеевском ЛУ. В соответствии с количественной оценкой на 01.01.02 НСР «серой зоны» Баренцева моря, частью которой является Персеевский участок, оценивались в 266 млн тонн (извлекаемые ресурсы по нефти и конденсату) и 2932 млрд м³ (по газу).

Недавно «серая зона» поделена пополам между Норвегией и Россией, в этой же пропорции разделены и возможные УВ ресурсы. В своих водах норвежцы уже ведут интенсивные ГРП. В российской части «серой зоны» работы пока не проводятся, но уже выделены три ЛУ: Персеевский, Федынский и Центрально-Баренцевский.

Наиболее логично при оценке их перспективности опираться на оценки НСР УВ 2002 года, т.к. новых геологических данных с тех пор нет. Отсюда привлекательность выделенных участков весьма сомнительна, в т.ч. по газу (даже для эффективной разработки Штокмана с запасами более чем в 3,0 трлн м³ газа требуются серьезные налоговые преференции).

Но «Роснефть», как цыган, продающий на базаре лошадь, для привлечения иностранных инвесторов сочла возможным переоценить ресурсы ЛУ, в т.ч. Персеевского: по нефти и конденсату — до 1304 млн тонн, по газу — до 898 млрд м³. Степень обоснованности новых оценок оставляет желать лучшего. И представляется, что независимые ВИНК с этим в душе согласны.

Можно, конечно, спросить: почему «Роснефть» для реализации своих проектов приглашает иностранцев? Ответим вопросом на вопрос: а разве наши компании обладают опытом корпоративного управления, необходимой техникой и технологиями для работы на арктических морях? Может быть, они готовы инвестировать в проекты свои прибыли?

Отнюдь, наши компании предпочитают работать на кредитах, а это, как следует из анализа денежных потоков инвестиционных проектов, только снижает эффективность последних, т.к. подразумевает возвраты и процентов на взятые кредиты. При этом нашим компаниям, как и иностранным, требуется норма прибыли не менее 20%. Так кого бы вы, уважаемые аналитики НГВ, выбрали в качестве соисполнителей морских проектов?

«Власть сделала ставку на шельф, поставив под свой контроль ресурсный рынок страны». А вы бы хотели иначе?

2. Порядок хотелось бы иметь, как в Норвегии, где отрасль под строгим контролем государства, уровень налогов в НГК сопоставим с российским, в стране нет сырьевых миллиардеров. Но, как говорил Черномырдин, «хотели как

лучше, а получилось как всегда». Отсюда вариант создания коррумпированного административно-сырьевого кластера вполне возможен. Это почти то же самое, что имеем, только без некоторых сегодняшних сырьевых олигархов.

В России действительно отсутствует правовое поле, регламентирующее инвестиции в рациональное недропользование. Нет должного контроля за производственной и финансовой деятельностью компаний. И ВИНК этим успешно пользуются, «оптимизируя» свой бизнес:

Не выполняют требования проектных документов на разрабатываемых месторождениях. Отсюда форсированная отработка лучших запасов, падение КИН и др.;

По остаточному принципу, в первую очередь из-за высоких рисков возможных потерь, финансируют ГРП. В результате падают объемы поисково-разведочного бурения, не выполняются лицензионные обязательства, основной прирост запасов идет за счет переоценок запасов на уже открытых месторождениях преимущественно за счет увеличения КИН;

Как правильно отмечено экспертами, ВИНК из-под палки занимают углубленной переработкой нефти, утилизацией ПНГ... Зато «балуются толлингом», пытаются «хоть как-то подзаработать на сливах» и т.д. Несчастные шалуны! Но только ли? В переводе на понятный язык последнее — это экономические преступления, за что в нормальном государстве в прямом смысле полагается «этап на Магадан».

Благодаря мировой конъюнктуре прибыли компаний и дивиденды акционеров растут. Всего этого им кажется недостаточно... Раздаются голоса, что при повышении цен нефти на мировых рынках компании от экспорта нефти ничего не имеют. Во-первых, это неправда (предлагаю провести соответствующие вычисления по действующей формуле расчета таможенной пошлины), во-вторых, ценовая рента — это честно заработанные деньги? Или мы уже давно, со времен приватизации ТЭК, привыкли к халяве?

Однако аналитики НГВ жалеют частные ВИНК: «Время ухода с рынка прямо связано с обеспеченностью частных компаний разведанными запасами, иных нет и не предвидится: извлекут извлекаемое, заплатят по полной и — привет...».

Вопросы к аналитикам НГВ:

а). Запасов нет, и не предвидится? Неужели это правда?

По данным С.Шматко, у нас запасов аж на 40 лет, с чем, конечно, трудно согласиться. Но важно грамотно разрабатывать уже открытые месторождения, не нарушать проекты разработки, использовать возможности МУН (к сожалению, программ по системному внедрению МУН у компаний нет!), выделять средства на ГРП, а не приращивать запасы за счет увеличения КИН.

Ресурсы нефти в России еще имеются. Не будем говорить о «вялотекущих тендерах». В РФН (т.е. у компаний) по данным Балансов извлекаемых запасов нефти категории C_2 почти 9,0 млрд тонн, ресурсов категории C_3 — 7,92 млрд тонн (1632 объекта). Так в чем же дело? Правильно ли понимают «ограниченность своей ресурсной базы» наши компании? Скорее всего, неправильно. Они просто не хотят тратить деньги на ГРП, легче прирост запасов получать на бумаге за счет КИН! В связи с этим, не пора ли пересмотреть результаты приватизации?

б). Что означает «извлекут извлекаемое»? Значит ли это, что компании достигнут фактического КИН, который сами и рассчитали для своих месторождений? Или они

Ресурсы проектов Охотского моря

Проекты	Извлекаемые ресурсы нефти (в основном D_2), млн т	Ресурсы газа, млрд м ³	Площади ЛУ, тыс. км
Магадан-1	103,9	338,2	18,85
Лисянский	141,9	473,7	35,3
Кашеваровский	86,6	313,0	24,75
Итого	332,4	1124,9	78,9
Магадан-2	78,9	261,2	17,05
Магадан-3	31,0	105,5	11,03
Итого	109,9	366,7	28,08

могут и не заплатить по полной, и привет? Как аналитики НГВ понимают «заплатить по полной»? Заплатить как

Речь должна идти не о «ползучей корпоратизации», а о попытках правительства навести элементарный порядок в ТЭК

М.Б.Ходорковский, который отмывает свои и чужие грехи на зоне? (Законность приговора не обсуждается!) Или как Р.Абрамович и Б.Березовский? Заметим, в результа-

Разве наши компании обладают опытом, техникой и технологиями для работы на арктических морях? Может, они готовы инвестировать в проекты свои прибыли?

те залоговых аукционов «Сибнефть» была приватизирована за \$100 млн, продана «Газпрому» за \$13,1 млрд, т.е. в 131 раз дороже. Неплохой гешефт! Оба олигарха по полной «Отчизне» не заплатили, но уже за ее пределами.

Нет должного контроля за производственной и финансовой деятельностью компаний. И ВИНК этим успешно пользуются, «оптимизируя» свой бизнес

Правда, не могут разделить того, что получили «по понятиям», и сегодня занимаются «распилем бабла» по закону в Лондонском суде.

Порядок хотелось бы иметь, как в Норвегии, где отрасль под строгим контролем государства, сопоставимые налоги и нет сырьевых миллиардеров

Так какой справедливости мы, уважаемые эксперты НГВ, добиваемся вместе с генералами независимых ВИНК? Я, как обыватель, сегодня на стороне В.В.Путина!

Так какой справедливости мы, уважаемые эксперты НГВ, добиваемся вместе с генералами независимых ВИНК?

КОЛИЧЕСТВО В КАЧЕСТВО?



НИНА ПУСЕНКОВА
Старший научный сотрудник ИМЭМО РАН, руководитель Форума «Нефтегазовый диалог»

С назначением И.И.Сечина главой «Роснефти» тема корпоративизации российской нефтянки стала еще более актуальной: с новым руководством влияние и лоббистский потенциал компании еще больше возрастут. Соответственно, можно

С И.Сечиным можно ожидать дальнейшего укрупнения/укрепления «Роснефти» и появления у нее новых не рыночных конкурентных преимуществ

ожидать дальнейшего укрупнения/укрепления «Роснефти» и появления у нее новых не рыночных конкурентных преимуществ. Правда, очень хочется надеяться, что мы все-таки не вернемся на 20 лет назад, к той структуре

Но очень не хотелось бы возврата к той структуре нефтяной промышленности, которая существовала до принятия Указа № 1403

нефтяной промышленности, которая существовала до принятия Указа №1403.

Укрупнения/укрепления «Роснефти», очевидно, добиться реально, учитывая внутривнутриполитическую ситуацию, сложившуюся в стране. Удастся ли добиться соответствующего повышения ее конкурентоспособности и

эффективности? Задача перед И.И.Сечиным стоит непростая. Если он с ней справится и сделает «Роснефть» сопоставимой с международными мейджорами не только по количественным, но и по качественным показателям — честь ему и хвала.

Как показывает международный опыт, во-первых, слияния/поглощения, в которых участвуют государственные или полугосударственные нефтяные компании, чтобы быть успешными, должны преследовать долгосрочные стратегические цели, а не просто быть слиянием/поглощением ради укрупнения. Так, слияние Statoil и Norsk Hydro проводилось для того, чтобы укрепить позиции норвежской национальной компании на мировых рынках и облегчить процесс ее интернационализации.

Во-вторых, укрупнение государственных или полугосударственных компаний не должно означать полную ликвидацию или подавление конкуренции в отрасли. Без реальной конкуренции нефтяная промышленность обречена на стагнацию. Во всем мире, пожалуй, только Saudi Aramco можно считать достаточно успешным и сильным монополистом, полностью контролирующим нефтянку королевства.

В других странах, например в Мексике, такая модель доказала свою полную несостоятельность: отсутствие конкуренции с частными и иностранными компаниями — одна из причин сегодняшнего плачевного состояния Pemex. Все успешные национальные нефтяные компании (Petrobras, Petronas, Qatar Petroleum, Petroleum Development Oman) работают в настоящей конкурентной среде: в секторе присутствуют и иностранные, и местные частные компании, а государство стимулирует (а не подрывает) конкуренцию.

Правда, во всех этих нефтедобывающих странах и уровень коррупции намного меньше, чем в России... Так что у нового витка корпоративизации российской нефтянки на пути много подводных камней, и основная интрига состоит в том, удастся ли эти подводные камни миновать.

НА ПУТИ К СУВЕРЕНИЗАЦИИ



РУСТАМ РАМАЗАНОВ
Директор по развитию бизнеса Группы компаний «Миррико»

Да, на мой взгляд, в настоящее время идет процесс корпоративизации нефтегазовой отрасли — возвращение нефтедобычи и нефтепереработки под государственный контроль. От эпохи 30-летней зависимости

от западных стран шаг за шагом Россия идет к суверенизации. Этот процесс происходит, в том числе, и за счет национализации природных богатств и ключевой инфраструктуры — нефти, газа, нефтяных трубопроводов, железных дорог и других составляющих, которые послужат базой для дальнейшего роста экономики.

Думаю, что ключевые стратегические отрасли должны контролироваться государством, и не следует пускать туда частный капитал. Только тогда государство может создавать предпосылки для развития дальнейших этапов производственного передела и переработки, чтобы Россия перестала быть сырьевым придатком для западной промышленности.

Ресурсы — это национальное достояние России, главный источник поступлений в государственный бюджет, гарантия стабильности и защищенности ее населения. В таких жизненно важных отраслях, как нефть и газ, должен быть прозрачный государственный контроль, а нефтяные компании должны выступать операторами, получающими соответствующую оплату за добычу государственной нефти.

Разработка шельфа требует создания альянсов с западными компаниями, поскольку в России пока не суще-

ствует эффективных технологий и опыта реализации шельфовых проектов. Но откровенно, что такие альянсы создаются в интересах и на условиях российской стороны.

Думаю, что ключевые стратегические отрасли должны контролироваться государством, и не следует пускать туда частный капитал

КЛЮЧЕВОЙ ВОПРОС: ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА



ЮРИЙ СААКЯН
Генеральный директор
Института проблем
естественных монополий,
к.ф.-м.н.

1. Основная проблема, стоящая сегодня перед нефтедобывающим сектором, заключается в том, что отрасль последние двадцать лет «проедала»

те запасы полезных ископаемых, которые были открыты еще в советский период. При этом, в отличие от времен СССР, новые собственники нефтедобывающих активов не спешили инвестировать в геологоразведочную деятельность.

Пожалуй, можно упомянуть здесь как объективные причины (отсутствие правового поля по регламентации инвестиций и распределению рисков в постсоветский период, сложные климатические условия в Восточной Сибири, отсутствие инфраструктуры и потенциально низкая рентабельность извлечения запасов), так и субъективные (отсутствие стимулов долгосрочного планирования у частных владельцев, получивших активы во времена приватизации и залоговых аукционов).

Однако вряд ли стоит говорить о «ползучей корпоратизации». Во-первых, ввиду анонсированной продажи государственных пакетов акций компаний ТЭК, в том числе и «Роснефтегаза» — основного акционера «Роснефти», со стороны государства было бы непоследовательно задумываться одновременно о планах консолидации отрасли на базе этой же самой компании. Вряд ли государство собирается прямо или опосредованно контролировать через «Роснефть» всю нефтедобычу, коль скоро оно планирует продавать часть госпакета акций самой «Роснефти».

Да, скорее всего, административный контроль над «Роснефтью» все равно останется у государства, невзирая на возможную приватизацию части госпакета, принадлежащего нынче «Роснефтегазу». Однако продажа акций подразумевает определенную степень делегирования контроля. Возможно, и в пользу собственников других нефтяных компаний, которые наверняка попытаются войти в акционерный капитал «Роснефти». Пусть даже и не при непосредственной продаже госпакета, а позже.

Во-вторых, сводить всю потенциальную ресурсную базу к шельфовым проектам было бы не совсем верно. Действительно, шельфовые проекты наверняка будут в ближайшее время контролироваться государством через «Роснефть» и «Газпром», пусть и во взаимодействии с крупнейшими транснациональными энергетическими компаниями. Однако есть ведь и потенциаль-

Вряд ли государство собирается контролировать через «Роснефть» всю нефтедобычу, коль скоро оно планирует продавать часть ее акций

ные запасы в Восточной Сибири. Есть близкий к ним растущий рынок АТР, есть, наконец, инфраструктурные проекты вроде трубопровода ВСТО. Который построили, чтобы он работал, а не просто, чтобы освоить инвестиции.

Запасы еще надо найти. Ключевой вопрос, имеющий стратегическое значение для отрасли на сегодняшний день, — это геологоразведка. Геологоразведочные ра-

Во-вторых, сводить всю потенциальную ресурсную базу к шельфовым проектам было бы не совсем верно

боты нужны не только нефтедобывающим компаниям, но и государству. В случае нефтедобывающих компаний от обеспеченности запасами зависит их капитализация, а в случае государства — грядущие бюджетные поступления.

2. Ведение геологоразведки — всегда риск, всегда большие расходы. Но для нефтяников эти риски и расходы жизненно необходимы, без них нет будущего у российской нефтедобычи. Да, необходима помощь государства, как прямая, в виде предоставления организационных, административных и финансовых ресурсов, так и косвенная — за счет создания среды, стимулирующей участие нефтедобывающих компаний в масштабных геологоразведочных работах. Именно во внимании к вопросам геологоразведки сегодня и будет проявляться насущный государственный подход к проблемам отрасли.

НА ФИНИШНОЙ ПРЯМОЙ



СЕРГЕЙ МИЛЬШИН

Корреспондент
газеты «Буровик
Газпрома»

В ближайшее время планируется торжественный запуск в эксплуатацию Бованенковского НГКМ, газ которого через магистральный газопровод Бованенково–Ухта пойдет в газопровод «Северный поток». Этому долгожданному событию предшествовала огромная работа, и в том числе, буровики ООО «Газпром бурение». Компания участвует в мегапроекте «Ямал» с февраля 2007 года как генеральный буровой подрядчик ОАО «Газпром» на Бованенковском НГКМ. В начале июня 2012 года буровики сдали заказчику — ООО «Газпром добыча Надым» — 63 скважины первого пускового комплекса на УКПГ-2.

ООО «Газпром бурение» было создано 15 лет назад в мае 1997 года в результате структурных преобразований в газовой отрасли. Сегодня это крупнейшее буровое предприятие по строительству всех видов скважин и освоению месторождений на территории Российской Федерации: в Западной и Восточной Сибири, на Дальнем Востоке, Северном Кавказе, в Оренбургской и Астраханской областях, Республике Коми, на полуострове Ямал, а также на шельфе Печорского моря.

Бурение скважин на Бованенковском месторождении ведется силами филиала «Ухта бурение», история которого насчитывает уже более шести десятилетий. К началу работ в рамках мегапроекта «Ямал» филиал накопил колоссальный опыт бурения в условиях вечной мерзлоты. Ухтинские специалисты уже работали на Бованенково в период с 1987 по 1996 год, но тогда до введения в эксплуатацию природных кладовых Ямала дело не дошло: экономическое положение в стра-

не и невысокие цены на углеводородное топливо в мире заставили отложить эти планы и законсервировать производственные объекты до лучших времен.

В 2008 году правительство Российской Федерации и руководство ОАО «Газпром» утвердили программу разработки Бованенковского месторождения, в соответствии с которой компании предстояло пробурить здесь порядка 600 эксплуатационных скважин для трех УКПГ, закончив буровые работы к 2016 году.

Первую скважину на Бованенковском НГКМ буровики филиала «Ухта бурение» забурили досрочно в декабре 2008 года. Следующие три года предприятие наращивало свое присутствие на полуострове, увеличивая количество буровых бригад и установок. Сегодня на месторождении задействованы десять современных буровых установок, оснащенных системами верхнего силового привода и многоступенчатыми системами очистки бурового раствора. Всего с начала строительства пробурено более 400 тыс. метров горных пород и закончены бурением 235 скважин.

В сентябре 2012 года предполагается ввод в работу еще двух современных мобильных буровых установок. В целом на 2012 год запланировано бурение более 100 скважин, а проходка должна преодолеть 500-тысячный рубеж.

По итогам 2011 года практически все буровые бригады на Бованенковском НГКМ не только укладываются в нормативные сроки (31 сутки), но и, оптимизируя производственный процесс, сокращают их (27–29 суток).

Росту объема и темпов буровых работ способствовало использование новых материалов и технологий. В 2011 году на трех скважинах Бованенковского месторождения был протестирован



метод бурения обсадными трубами с применением оборудования компании Weatherford. В 2012 году планируется продолжить подобные испытания на пяти скважинах.

Увеличение скорости буровых работ на Бованенковском НГКМ стало следствием, в том числе, улучшения производственных показателей в вышкостроении, чему способствовал целый комплекс решений: организация двухсменной работы бригад и техники, обучение буровиков смежной профессии вышкомонтажников, закрепление каждой установки за конкретной буровой бригадой, опережающее строительство внутрикустовых производственных объектов. В результате этого удалось сократить сроки монтажа-демонтажа и передислокации БУ в среднем на 20%.

Что касается качества бурения скважин, о нем красноречиво говорят положительные отзывы со стороны заказчиков — ООО «Газпром добыча Надым» и проектного института ООО «ТюменНИИ-Гипрогаз» — по результатам контроля за процессом бурения на тестовых скважинах.

В обеспечение возрастающих объемов, темпов и качества буровых работ свою немалую лепту вносят специалисты вспомогательного производства.

С 2010 года начался поэтапный ввод в эксплуатацию базы производственного обслуживания Бованенковского НГКМ, на которой одновременно работают порядка 40 человек, обеспечивающих буровые бригады материалами и осуществляющих ремонт оборудования. Особого внимания здесь заслуживают цех по ремонту труб и турбобуров и прокатно-ремонтный цех, введенные в эксплуатацию в августе прошлого года. Квалифицированный персонал базы способен произве-



сти ремонт любой сложности. В условиях географической удаленности и соответственно задержек в поставках ЗИП эти цеха — незаменимый участок производства. Сегодня база представляет собой жилой городок с действующей инфраструктурой, где созданы комфортные бытовые условия для вахтовиков.

За последние годы многие российские сервисные предприятия нефтегазовой отрасли сделали серьезный рывок в развитии современных подходов, в том числе и в области ведения буровых работ. Однако в жестких условиях экономической конкуренции деятельность отечественных сервисных компаний может быть эффективна только в случае, если они способны отвечать самым высоким международным стандартам и нацелены на перспективу. Важно отметить, что буровая компания осуществляет свою деятельность, в том числе и на Бованенковском месторожде-

нии, в соответствии с системой экологического менеджмента, которая подтверждена международным сертификатом DQS, соответствующим требованиям ISO 14001:2004.

ООО «Газпром бурение» успешно выполняет все поставленные перед ним производственные задачи в рамках мегапроекта «Ямал». Участие в разработке Бованенковского месторождения не только укрепляет положение компании в отрасли, но и готовит базу для реализации новых масштабных проектов. 



...ПОКА ПИЛЯТ И РУЛЯТ ЕДИНИЦЫ



МИХАИЛ СУББОТИН

Старший научный сотрудник ИМЭМО РАН, директор ООО «СРП-Экспертиза»

1. Получилось, что страна в ходе рыночных реформ создавала частные компании в ТЭК, чтобы они в результате через 20 лет оказались в «предбаннике» у квазигосударственных нефтегазовых нуворишей («Газпром», «Роснефть» да НО-

ВАТЭК), а кто не хочет — ищет счастья за пределами России. Внешне все выглядит именно так.

Пока единицы пилят и рулят, ключевая отрасль в целом пребывает в глубокой меланхолии, а экономика страны стагнирует

Однако быть увешанным лицензиями, как новогодняя елка игрушками, или мнить, что иностранные гиганты бу-

Конфликт интересов гослюбимчиков и страны неизбежно даст о себе знать. Причем именно тогда, когда на бумаге все будет уже поделено

дут, как рыбка золотая, на посылках, — это радость для конкретных двух с половиной компаний, но не для отрасли и тем более — не для экономики страны.

Уже звучали оценки МПР, что усилиями госкомпаний Россия будет разрабатывать шельф «в час по чайной ложке» — чуть ли не 160 лет. Даже Штокман в современных экономико-правовых реалиях превращается в «черную дыру» для инвестиционных денег. По мере нарастания потока льгот начинается зубовой скрежет и у Минфина, которому нужно верстать бюджет. Не растет рынок и для нефтегазовых подрядчиков, которые могут только стенать по этому поводу... И т.д., и т.п.

Пока единицы пилят и рулят, ключевая отрасль в целом пребывает в глубокой меланхолии, а экономика страны стагнирует. Ну, и сколько может поддерживаться такая «движуха»?

2. Россия не только энергетически конфликтует со всеми по периметру госграницы, но и неуклонно теряет партнеров в лице иностранных корпораций, которые вкладываются в Африку, в сланцы Канады и США, в Австралию и т.п. в неизмеримо больших масштабах, чем в Россию. Широко разрекламированное очковитительство с договорами о намерениях всех со всеми не должно никого вводить в заблуждение. Главное — наша страна неуклонно много лет подряд теряет рынки сбыта углеводородов в Европе и не завоевывает их в Юго-Восточной Азии.

Если не изменить кардинально отношение к иностранным инвесторам, к частным отечественным компаниям, те будут тратить какие-то деньги в России, только чтобы держать тут ситуацию под контролем и демонстрировать лояльность, но принципиальных инвестиционных решений принимать не будут. И конфликт интересов гослюбимчиков и страны неизбежно даст о себе знать. Причем именно тогда, когда на бумаге все будет уже поделено и у госкомпаний все, казалось бы, будет «в шоколаде»... Так бывает. Собственно подрыв монополии происходит всегда. И именно на пике доминирования...

ОДНОБОКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ



ИРИНА ФИЛИМОНОВА

К.э.н., доц., ведущий научный сотрудник Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, заведующий кафедрой экономического факультета Новосибирского государственного университета

Печально, что государство в вопросе выбора инструментов регулирования НГК ориентируется, в первую очередь, на «ручное управление»

Действительно, процесс «корпоратизации» нефтяной промышленности мы можем объективно наблюдать с конца 1990-х годов, когда благодаря росту мировых цен на нефть Россия сократила долю внешнего долга в ВВП страны с 97% в 1999 году до 30% в 2011-м и нарастила международные резервы за этот период более чем в 35 раз.

Роль нефтегазового комплекса для экономики страны только возрастает, и, несмотря на планы правительства РФ о сокращении зависимости доходов федерального бюджета от нефтегазовых поступлений, в 2010 году зависимость увеличилась до 46%, в 2011-м — до 50%, а доля нефтегазового комплекса в структуре экспортных поступлений составляет почти 70%.

В сложившейся ситуации ослабление государственного участия в сфере развития и функционирования нефтегазового комплекса маловероятно. Печально, что государство в вопросе выбора инструментов регулирования НГК

ориентируется, в первую очередь, на «ручное управление», фактически трансформируя нефтегазовую промышленность страны в единую нефтегазовую корпорацию.

Приоритетом регулирования НГК становятся вопросы эффективности внутрикорпоративного развития, ситуативное поведение в зависимости от текущей конъюнктуры рынка, а не поддержание общегосударственных интересов относительно расширенного ВМСБ, рационального недропользования, повышения прозрачности инвестиционной среды и энергетической безопасности страны в целом.

В дальнейшем процесс «корпоратизации» вероятно будет основан на усилении концентрации капитала в

отрасли, что возможно за счет слияний/поглощений, стратегических альянсов только крупнейших ВИНК, поскольку в настоящее время более 70% оборота нефте-

В дальнейшем процесс «корпоратизации» вероятно будет основан на усилении концентрации капитала в отрасли

газового рынка формируют четыре компании («Газпром», ЛУКОЙЛ, «Роснефть» и ТНК-ВР), одновременно обеспечивающие 82% добычи газа и 56% добычи нефти.

ПОЗИТИВНОЕ? ЭТО ВРЯД ЛИ...



АЛЕКСЕЙ ХАЙТУН

Руководитель Центра энергетической политики Института Европы РАН, Д.Э.Н.

1. «Газпром» и сейчас крупнейшая мировая монополия. Но и у него намечаются кризисные явления. В мировой и особенно европейской газовой отрасли относительно быстро формиру-

ется газовый рынок, происходит революция методов добычи и смены источников газа. «Газпром» как монополия проигрывает на этом рынке спотовым поставкам СПГ и сланцевому газу. По-видимому, предстоит частичная дедомополизация «Газпрома».

В нефтяной отрасли имеются намерения перейти к ручному управлению и создать монополию «Роснефти». Назначение г-на Сечина — «эффективного хозяйственника государственного масштаба» — главой «Роснефти» в этом плане показательно. Имеется также желание привлечь прямые инвестиции транснациональных корпораций к освоению арктических шельфов. То есть, государство обозначает желание вернуться к плановой системе

управления нефтяной промышленностью, дополнив его личной заинтересованностью менеджеров и государственных назначенцев.

2. Из таких намерений вряд ли получится нечто позитивное: мировой рынок нефти существует давно, он выработал свои правила и государства-потребители

Тренд: возврат к плановой системе управления нефтяной промышленностью, дополнив его личной заинтересованностью государственных назначенцев

имеют эффективные средства защиты от монополизма поставщиков. Россия на этот поезд уже опоздала: как только мы попытаемся создать весомую в мировых масштабах нефтяного потребления монополистическую экономику — эти законы вступят в действие. Тем более себестоимость добычи в России многократно выше, чем на Ближнем Востоке, а в Арктике еще удвоится.

Что касается монополизации внутреннего российского нефтяного рынка — здесь очень сильны региональные компании и вряд ли этот рынок получится полностью взять под контроль центральных госкорпораций.

НЕ СТЕСНЯТЬСЯ РАЗУМНОГО ПРОТЕКЦИОНИЗМА



АЛЕКСАНДР ХУРШУДОВ

к.т.н., член-корреспондент МАНЭБ, независимый эксперт

1. Безусловно. Это мировая тенденция. Вспомните — BP-AMOCO, Exxon-Mobil, Royal Dutch-Shell. Корпорации укруп-

няются, потому что это выгодно. Они лоббируют свои интересы, создают партнерства.

2. А никакой «инновации» я не вижу. В мире полно крупных нефтяных компаний, которые находятся под контролем государств. Достаточно упомянуть Saudi Aramco, которая управляет 21% мировых запасов. Государственные нефтегазовые компании имеют Китай, Италия, Норвегия, Индия. И, разумеется, правительства этих стран разными способами поддерживают свои корпорации. И нам не грех.

Понятно стремление многих акционерных компаний поучаствовать в борьбе за перспективные шельфовые месторождения, но действующий закон не предоставляет им такой возможности. В основе закона — два главных мотива: стратегия государства и риски катастрофических аварий.

Для России вывод своих нефтегазовых компаний на мировые рынки является государственной политикой

Стратегия мне видится следующей. Поскольку Россия располагает крупными нефтегазовыми ресурсами, техническим и кадровым потенциалом, стыдно нам не иметь компаний мирового класса. Не только лидирующих в добыче, но и успешно работающих по всему миру. А для этого нужна помощь государства.

При всем моем уважении к НК «ЛУКОЙЛ», зарубежных проектов у нее немного. Была попытка заручиться поддержкой стратегического партнера (СopocoPhillips), однако что-то у них не сложилось. Думаю, потому что дружба дружбой, а запасы врозь. Примерно та же ситуация у ТНК-ВР, которая из-за позиции западного акционера практически полностью самоизолировалась внутри

О чем же мы тогда печалимся? О нарушении принципов «свободной конкуренции»? А где вы ее, «абсолютно свободную», в мире видели?

России. Всем нужны наши свежие запасы, и никому — наша конкуренция.

Кто же способен в какой-то степени конкурировать с мировыми гигантами? Итальянская Eni, норвежская Sta-

oil, китайская CNPC, индийская ONGC. Все они — под контролем своих государств, потому что перспективных частников гранды давно с потрохами купили бы. А эти компании не продаются.

Для России вывод своих нефтегазовых компаний на мировые рынки является *государственной политикой*. В качестве таких компаний выбраны «Газпром» и «Роснефть», им оказывается поддержка на всех уровнях. Однако на морском шельфе у них опыта недостаточно, поэтому приходится (пока!) привлекать зарубежных партнеров.

Морской шельф — это *огромные риски*. Если на суше скважина стоит миллион, то на мелководном шельфе — 10, а на глубоком — 50 млн. Еще дороже обходятся аварии, от которых полностью себя гарантировать все же нельзя. Тут получается удорожание на три порядка. Печально известный открытый фонтан в Мексиканском заливе обошелся ВР в \$30 млрд. Но это компания с капитализацией в сотни миллиардов долларов, и она такой удар выдержала. Даже для ее «дочки» ТНК-ВР подобный убыток был бы смертельным.

Наши частные акционерные компании не прочь побороться за морские прибыли, а вот готовы ли они полновесным рублем-долларом оплатить возможные потери? Думаю — нет, не готовы. На государство рассчитывают, что не оставит оно северные моря залитыми нефтью, поможет в случае катастрофы выбраться. Это известная схема: приватизируй прибыли, национализируй убытки. В США она процветает, а России это ни к чему.

О чем же мы тогда печалимся? О нарушении принципов «свободной конкуренции»? А где вы ее, «абсолютно свободную», в мире видели? Только в лозунгах. В реальности же ради контроля над нефтяными запасами в ход идут батальоны спецназа и армии пропагандистов. Россия, конечно, в такой борьбе не участвует, но разумный протекционизм, по мере возможности, непременно будет использовать.

ВПЕРЕДИ МОНОПОЛИЯ

АЛЕКСАНДР ШТОК

Директор департамента Due Diligence «2К Аудит — Деловые Консультации/Морисон Интернешнл»

Монополия в отрасли редко приводит к положительным результатам. Монополия на шельф — это проблема отрасли. Да, и «Роснефть», и «Газпром» активно привлекают партнеров в шельфовые проекты. Да, за счет подобного подхода будет обеспечен внушительный приток инвестиций. Однако сколько инвестиций не придет из-за подобной политики? Собственность все равно останется за госкомпаниями. Многих потенциальных инвесторов

это отпугнет. А это означает снижение уровня конкуренции, что вряд ли является положительным явлением.

Подобной политикой государство тормозит развитие шельфовых проектов, а значит, и нефтегазовой отрасли в целом. Частным компаниям остаются только проекты на суше, однако именно шельф является наиболее перспективным направлением развития нефтегазового сектора. Следовательно, в будущем подобная политика государства — передавать шельф только госкомпаниям — приведет к «глобальной» монополии в нефтяном и газовом секторах. Естественно, что это не является положительным явлением для отрасли.

МОНОПОЛИЗАЦИЯ ПЛЮС КОНСОЛИДАЦИЯ



ЛЕОНТИЙ ЭДЕР

Зав. отделом ресурсов углеводородов и прогноза развития нефтегазового комплекса Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, к.э.н.

Переломной точкой стало так называемое дело «ЮКО-Са», с тех пор руководство

страны последовательно провело ряд мер по закреплению эксклюзивного положения государственных нефтегазовых компаний «Газпром» и «Роснефть» на российском рынке и за рубежом.

В условиях увеличения монополизации зарубежные majors стали активно выходить из акционерного капитала российских ВИНК: продажа ConocoPhillips акций ЛУКОЙЛа, British Petroleum — доли в ТНК-ВР. Основная причина такой тенденции — отсутствие перспектив развития частных нефтегазовых компаний в России.

Действительно, все существующие разрабатываемые нефтегазоносные бассейны в Европейской части России и Западной Сибири — основных центрах нефте-

газодобычи в России — перешли в падающую стадию добычи. Поддержать здесь объем извлечения нефти позволяют доразведка существующих месторождений, применение технологий увеличения нефтеотдачи, ввод в разработку сравнительно небольших по объемам запасов месторождений. В 2011–2012 годах на аукционных были выставлены (не считая месторождения Требса в НАО) участки с запасами категории C_1 , не превышающие и 5 млн тонн.

Существуют определенные перспективы прироста запасов в новых центрах нефтедобычи, прежде всего, в Восточной Сибири, однако ВИНК не торопятся вкладывать значительные инвестиции в проведение геологоразведочных работ в этом регионе при относительно высоких геологических рисках.

В связи с этим шельф России остается пока единственным регионом, где существуют реальные возможности обеспечить прирост запасов углеводородов, организовать крупные проекты в консорциуме с западными majors.

Роль государства будет только усиливаться. Не исключен сценарий некоторой консолидации активов государственных и частных нефтегазовых компаний

СВОИМ — ВСЁ, ЧУЖИМ — ЗАКОН



СЕРГЕЙ ЮРОВ

Руководитель аналитического отдела ИК «БАРРЕЛЬ»

АННА АННЕНКОВА

Старший специалист

Если понимать термин «корпоратизация» как реструктуризацию отрасли с целью концентрации капитала в руках небольшого числа крупных компаний — то да, этот процесс набирает обороты. Предоставление государственным холдингам (в частности, «Роснефти» и «Газпрому») беспрецедентных льгот превращает их в сверхбольшие центры силы — как бы квазигосударства, — наделенные возможностью иметь даже свои специальные вооруженные формирования. А поскольку нефтянка составляет солидную часть российской экономики, то можно сказать, что у нас идет ускоренный дрейф в сторону государственно-монополистического капитализма.

Конечно, «Газпрому» и «Роснефти» еще далеко до транснациональных корпораций, которые уже сейчас на международном уровне начинают бороться за признание

их субъектами, юридически приравненными к государствам. Однако если существующий тренд на усиление российских госкомпаний продолжится, то в среднесрочной перспективе мы увидим как минимум существенный перелом отечественного рынка.

Правда, в российской версии «квазигосударственных корпораций» есть один существенный недостаток — высокий уровень неэффективности управления, что делает данные компании «рыхлыми» даже при том режиме наи-

Если существующий тренд на усиление российских госкомпаний продолжится, то мы увидим как минимум существенный перелом отечественного рынка

большого благоприятствования, который у них имеется. А это значит, что в перспективе мы можем получить не только отсутствие внутреннего рынка нефти и нефтепродуктов (которого и сейчас практически-то и нет), но и сдачу части позиций иностранным корпорациям.

Так что чрезмерное увлечение исполнительной власти РФ принципом «своим — всё, чужим — закон» может дорого обойтись как конечным потребителям, так и российской экономике в целом.



МОДУЛЬНЫЕ ЗДАНИЯ

МОДУЛЬНЫЕ
ЗДАНИЯ НА ОСНОВЕ
БЛОК-КОНТЕЙНЕРОВ
ЗДАНИЯ ПАНЕЛЬНОЙ
КОНСТРУКЦИИ
ЗДАНИЯ
НА ОСНОВЕ ЛМК



ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

МОДУЛЬНЫЕ
КОТЕЛЬНЫЕ
ГАЗОПОРШНЕВЫЕ
ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ
ДИЗЕЛЬНЫЕ
ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ



СИСТЕМЫ ОЧИСТКИ ВОДЫ

СИСТЕМЫ ОЧИСТКИ
ХОЗЯЙСТВЕННО-БЫТОВЫХ
СТОЧНЫХ ВОД
СИСТЕМЫ ОЧИСТКИ
ПРОМЫШЛЕННЫХ
СТОЧНЫХ ВОД
СИСТЕМЫ ВОДОПОДГОТОВКИ

***Качественно
Современно
Рационально***

ЗАО «КОМПЛЕКСНЫЕ СТРОИТЕЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ»: ДОБЫЧА МОЖЕТ БЫТЬ КОМФОРТНОЙ!



ТЕРЕНТЬЕВ Антон Алексеевич,
Коммерческий директор
ЗАО «Комплексные строительные решения»
www.ksr-russia.ru

Чем красивее розы — тем острее шипы, чем ценнее ресурс — тем сложнее его получить. Природа распорядилась так, что основная часть запасов ключевых для человечества ресурсов — нефти и природного газа — расположена в труднодоступных, удаленных от мест постоянного проживания людей географических районах с тяжелыми климатическими условиями.

Дополнительным фактором, снижающим производительность труда, является психологическая усталость, накапливающаяся у людей, долгое время находящихся в отрыве от семьи и большого мира при работе вахтовым методом.

В силу географических особенностей районов добычи нефти и газа процесс капитального строительства в них крайне затруднен. И здесь на помощь приходят технологии строительства модульных зданий, которые обладают следующими ключевыми преимуществами перед капитальными строениями: меньший суммарный вес конструкций, компактность упаковки, высокая степень заводской готовности, полнота комплектности, возможность монтажа в любое время года. Все это позволяет упростить доставку и сборку зданий, сократить общие сроки и себестоимость строительства, при этом обеспечить людям максимально комфортные условия проживания и повысить эффективность их работы.

Современные модульные здания на основе легких металлических конструкций, блок-контейнеров или панелей, которые самостоятельно проектирует и изготавливает ЗАО «Комплексные строительные решения», позволяют надежно защитить людей и оборудование от любых атмосферных воздействий, обеспечить условия проживания и труда персонала, соответствующие всем

действующим на территории РФ нормам и требованиям.

Функциональность, а при необходимости и автономность наших зданий мы обеспечиваем с помощью собственных современных и высокоэффективных решений: энергомодулей (в том числе когенерационных и тригенерационных установок) на основе агрегатов ведущих мировых производителей — Cummins, FG Wilson, MWM, Caterpillar, Tedom, котельных серии «Термаль» на различных видах топлива, установок очистки хозяйственных сточных вод — аэрационных станций серии «Ручей АС» и систем водоподготовки серии «Ручей ОВ».

Ключевые проблемы, с которыми сталкиваются заказчики модульных зданий при работе с российскими и иностранными поставщиками:

1. Поставляемые модульные здания по уровню инженерно-технических решений и качества изготовления абсолютно непригодны для эксплуатации в тяжелых условиях нефтегазоносных районов РФ.

2. Недостаточные производственные мощности и плохо налаженная логистика поставщиков не позволяют выполнить и отгрузить заказы в срок.

3. Здания поставляются заказчику некомплектными.

4. Низкий уровень монтажников не позволяет собрать и ввести здания в эксплуатацию в установленные сроки и с соответствующим качеством.

5. При расчете стоимости строительного проекта ввиду отсутствия у подрядчиков необходимого опыта не учитываются местные условия, в связи с чем в процессе работ у них часто возникает дефицит средств.

Все это приводит к срыву намеченных сроков реализации проектов, а во многих случаях и к их полному провалу — заказчик получает непригодную

для эксплуатации продукцию либо подрядчик в силу допущенных на ранних стадиях проекта ошибок оказывается вообще не в состоянии его завершить.

На сегодняшний день ЗАО «Комплексные строительные решения»:

1. Является действующим членом саморегулируемых организаций Некоммерческое партнерство «Саморегулируемая организация «Объединенные производители строительных работ» (НП «СРО «ОПСР»), Некоммерческое партнерство «Саморегулируемая организация «Объединенные разработчики проектной документации» (НП «СРО «ОРПД»).

2. Располагает собственным проектно-конструкторским бюро, состоящим более чем из 50 конструкторов, производством, позволяющим изготавливать более 1 тыс. тонн металлоконструкций, 300 блок-контейнеров и 5 тыс. м² зданий панельной конструкции в месяц, службой отгрузки и логистики, строительномонтажным подразделением, службой монтажа и пусконаладки оборудования, службой управления проектами, сервисной службой.

3. Имеет действующие договорные отношения и опыт сотрудничества с надежными поставщиками оборудования и подрядчиками для выполнения специальных работ, ведущими логистическими компаниями России.

4. Обладает удачным опытом поставок зданий и оборудования, а также выполнения строительномонтажных работ для ведущих нефтегазовых компаний практически во всех регионах России.

Кроме того, мы непрерывно совершенствуем выпускаемую продукцию, оптимизируем собственные технические решения, привлекаем на работу ведущих российских специалистов и повышаем уровень квалификации персонала за счет непрерывного обучения в ведущих российских и зарубежных вузах.

Все это позволяет ЗАО «Комплексные строительные решения» обеспечивать стабильно высокое качество выпускаемых модульных зданий, надежно реализовывать строительные проекты по всей территории РФ и с уверенностью смотреть в будущее. 

РАЗМЕЖЕВАНИЕ, НО НЕ ВЫДАВЛИВАНИЕ



АНДРЕЙ КИНЯКИН
Ведущий эксперт
ИА «Финмаркет»

1. На фоне продолжающегося процесса огосударствления российского нефтегазового комплекса я не исключаю возможности дальнейшего усиления позиций «Роснефти», особенно после того как ее возглавил Игорь Сечин. В первую очередь, это касается распределения лицензий на разработку новых месторождений, предоставления различных субсидий со стороны государства (в частности, режима налогового благоприятствования).

По политическим мотивам в настоящее время российское государство не готово менять сложившуюся модель ТЭК

Тем не менее, на мой взгляд, говорить о том, что в результате усиления позиций государственных компаний частные ВИНК будут выдавлены из сектора, пока не приходится. По ряду причин.

«Частники», скорее всего, сосредоточатся на разработке уже имеющихся месторождений с привнесением в отрасль новых технологий

Во-первых, по политическим мотивам в настоящее время российское государство не готово менять сложившуюся модель ТЭК, где действуют как государственные, так и частные нефтяные компании. Это стало бы крайне

негативным сигналом для инвесторов (особенно иностранных).

Во-вторых, именно на частные нефтяные компании приходится значительная часть нефтедобычи в России. Таким образом, в результате выдавливания «частников» может произойти значительное падение уровня добычи, что явно не вписывается в намерение государства сохранить ее на уровне 500 млн тонн нефти в год.

В-третьих, на данный момент частные компании являются крупнейшими налогоплательщиками. В случае их выдавливания с рынка государству неизбежно придется столкнуться со значительными выбывающими доходами федерального бюджета, что, учитывая его нефтяную направленность, чревато далеко идущими последствиями.

2. На мой взгляд, самым очевидным следствием подобной политики будет являться дальнейшее размежевание отечественного ТЭК за счет усиления различий между государственными и частными компаниями.

Первые будут стремиться усиливать свое и без того доминирующее положение в отрасли. «Частникам» же уготована роль младших партнеров, которые могут действовать либо в партнерстве с государственными компаниями (в частности, если мы говорим о шельфе), либо действительно довольствоваться «крохами» с барского стола.

Причем я бы не сказал, что последнее носит однозначный негативный характер. Безусловно, ограниченные возможности по получению лицензий на новые месторождения будут способствовать снижению инвестиционной активности. С другой стороны, это может стимулировать к более активной деятельности за пределами России, а также к развитию нетрадиционной ресурсной базы.

Кроме того, на мой взгляд, немаловажным также является и то, что в условиях ограниченных возможностей по получению новых лицензий «частники», скорее всего, сосредоточатся на разработке уже имеющихся месторождений, что будет способствовать привнесению новых технологий в отрасль.

БСПЛАТНАЯ НОВОСТНАЯ ЛЕНТА С ТЕМАТИЧЕСКОЙ РАЗБИВКОЙ

Ежедневно более 60 отраслевых новостей:

- политика, экономика, управление
- нефтегазовый сервис
- переработка, химия, маркетинг
- цитаты и мнения отраслевых экспертов

www.ngv.ru





ИнжГео

**ЗАКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ПРОЕКТНО-ИЗЫСКАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ**



КОМПЛЕКСНОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ

- ☞ Объектов транспорта и хранения газа, нефти и нефтепродуктов;
- ☞ Обустройства нефтегазовых месторождений, промыслов и скважин;
- ☞ Морских терминалов;
- ☞ Перевалочных нефтебаз;
- ☞ Объектов промышленного строительства;
- ☞ Объектов гражданского строительства;
- ☞ Объектов авто- и железнодорожной инфраструктуры;
- ☞ Объектов переработки нефти и газа;
- ☞ Магистральных трубопроводов;
- ☞ Ж/Д сливо-наливных эстакад;
- ☞ Резервуарных парков;
- ☞ Автозаправочных станций и т.д..

Разработка декларации промышленной безопасности.

Разработка специальных разделов: ООС, ОВОС, ГО и ЧС, инженерной защиты от негативных природных процессов.

КОМПЛЕКСНЫЕ ИНЖЕНЕРНЫЕ ИЗЫСКАНИЯ

- ☞ Геодезические, геологические, гидрологические, геофизические, экологические;
- ☞ Аэросъёмка, лазерное сканирование;
- ☞ Сейсмическое районирование, тектоника;
- ☞ Создание топографических и тематических электронных схем различных территорий и объектов на основе разрабатываемых цифровых моделей данных в формате ГИС.

СТРОИТЕЛЬСТВО ОБЪЕКТОВ ПРОМЫШЛЕННОГО И ГРАЖДАНСКОГО НАЗНАЧЕНИЯ СО СДАЧЕЙ ОБЪЕКТА «ПОД КЛЮЧ»

**Авторский надзор при строительстве.
Техническая экспертиза проектов.**

350038, г. Краснодар, ул. Головатого, 585
e-mail: injgeo@injgeo.ru

www.injgeo.ru

Тел.: +7 (861) 279-2306
Факс: +7 (861) 275-4759

АНДРЕЙ ШАУРО: ПОРТОВЫЕ ПЕРСПЕКТИВЫ ЮЖНОГО ПРОЕКТИРОВЩИКА

ИНТЕРВЬЮ
Генерального директора ЗАО НИПИ «ИнжГео»



Краснодарский научно-исследовательский проектно-изыскательский институт «ИнжГео» является одним из российских лидеров в сфере проектирования объектов транспортной инфраструктуры, таких как портовые терминалы, нефте- и газопроводы, автодороги. В последние годы «ИнжГео» реализует проекты в этой сфере по всей России — от Северо-Запада до Дальнего Востока, работая с такими крупнейшими игроками, как «Роснефть», «Транснефть», ЛУКОЙЛ. По мнению генерального директора ЗАО НИПИ «ИнжГео» Андрея ШАУРО, нарастание глобализации транспортной сферы и появление новых проектов в нефтедобыче на морском шельфе обязательно потребуют значительного наращивания российских портовых мощностей, в том числе на Юге России. В ближайших планах «ИнжГео» — участие в проекте «Развитие транспортной инфраструктуры порта Тамань», который должен стать для компании крупнейшим портовым проектом за всю ее историю.

Ред.: На каких наиболее крупных объектах в сфере портовой инфраструктуры сейчас работает компания?

А.Ш.: В настоящее время мы осуществляем проект «Комплекс наливных грузов в морском торговом порту Усть-Луга» в Ленинградской области (четвертая очередь строительства), разрабатываем проект бункеровочного комплекса в этом же порту, корректируем проект причала 1А на нефтебазе «Шесхарис» в Новороссийском порту, завершаем вторую очередь трубопроводной системы Восточная Сибирь — Тихий океан, спецморнефтепорт Козьмино.

В этом году мы также приступаем к выполнению проектных работ на Дальнем Востоке по нефтепродуктопроводу от Комсомольского НПЗ до порта Де-Кастри с конечной точкой в виде портовых сооружений. Проводим технико-экономическое обоснование по Байкаловскому месторождению в Красноярском крае — это объект компании «Ванкорнефть», предполагающий строительство нового порта севернее Дудинки.

Не так давно мы завершили проект строительства нефтепровода Тихорецк—Туапсе-2, предназначенного для увеличения объемов перевалки на Туапсинском НПЗ до 12 млн тонн в год, в комплексе с проектом «Реконструкция нефтебазы «Заречье» компании ОАО «Черномортранснефть», расположенной в непосредственной близости от портовых сооружений. По этому проекту уже началось строительство.

Кроме того, есть ряд небольших проектов, например, по бункеровке топливом морских торговых судов в порту Сочи: сейчас мы ждем итогов тендера, организованного заказчиком. Также находится в стадии переговоров с дочерней компанией «Роснефти»

«Самаранефтепродукт» по проекту реконструкции Кряжской и Сызранской нефтебаз в Самарской области, в рамках которого планируется модернизация нефтеналивных причалов.

Ред.: Судя по этому списку, «ИнжГео» ориентируется, прежде всего, на реализацию портовых проектов за пределами «домашнего» южного региона?

А.Ш.: На самом деле, проектирование портовой инфраструктуры — это глобальный рынок, интересные объекты есть по всей стране, во всех бассейнах, а также существует возможность выхода на зарубежные рынки. Прежде всего нас привлекают новые крупные объекты в сфере транспортной инфраструктуры, и наше преимущество здесь, как и в других сферах, состоит в том, что мы готовы проектировать большие объекты, требующие выполнения в сжатые сроки.

Ред.: Насколько сегодня велика и добросовестна конкуренция среди российских проектировщиков за право участия в новых портовых проектах? Возможно ли появление в этой сфере иностранных компаний?

А.Ш.: В России достаточно — больше двух десятков — проектных организаций, способных реализовать портовые проекты, и мы столкнулись с довольно серьезной конкуренцией при работе в порту Усть-Луга в Северо-Западном регионе со стороны как крупных проектных институтов, так и инжиниринговых компаний. Но наши цены оставались конкурентоспособными, заказчик остался доволен — мы продолжаем сотрудничество.

Демпинг в портовой нише в принципе возможен, но заказчики способны выявлять соответствующие компании — у заказчиков портовых проектов нет стремления получить услуги с наименьшей стоимостью, все понимают ответственность, которая связана с такими объектами.

Проникновение иностранных конкурентов также чувствуется — такая тенденция сегодня существует. Есть прецеденты, когда западные инвесторы приходят в рос-

сийские порты, например в порт Усть-Луга, а наши компании типа группы «Сумма» идут в Европу. Это обоюдный процесс, и присутствие зарубежных проектировщиков будет нарастать. Некоторые заказчики уже сейчас предоставляют преференции организациям, способным осуществлять и проектирование, и поставку оборудования, и пусконаладочные работы — в этом заключается конкурентное преимущество западных проектных бюро. Многие российские компании к этому пока не готовы.

У нас уже есть опыт взаимодействия с иностранными партнерами — например, мы работаем совместно с давно известной на российском рынке немецкой фирмой ILF, которая разрабатывает проектные решения для нефтепродуктопровода до порта Де-Кастри.

Ред.: *Ваша компания известна как партнер крупнейших компаний в российском топливно-энергетическом комплексе. В проектировании объектов транспортной инфраструктуры вы также стремитесь работать, в первую очередь, с игроками этого уровня?*

А.Ш.: Нет, в этой сфере мы работаем с любыми заказчиками — от небольших частных компаний до таких гигантов, как «Роснефть» и «Транснефть». Поэтому количество таких объектов в нашем портфеле увеличивается, и сегодня это наибольшие по стоимости проекты, в которых мы принимаем участие.

Конкретная стоимость зависит от того, на каком этапе мы присоединяемся к проекту. По «Козьмино», например, мы выполняли комплекс работ, включая инженерные изыскания, а по другим портам, уже имевшим свою историю, подключались к работе на разных стадиях. Отсюда и большой ценовой диапазон — от ста миллионов до нескольких миллиардов рублей.

Ред.: *Сегодня на Юге России начинается строительство нового портового комплекса в Тамани, который в перспективе может давать грузооборот, сопоставимый с крупнейшим в регионе Новороссийским портом. Какие перспективы участия в этом проекте видит для себя «ИнжГео»?*

А.Ш.: Порт Тамань, безусловно, находится в центре нашего внимания — это проект, который на десятилетия определит судьбу и Таманского полуострова, и края в целом, он сопоставим с такими проектами, как Олимпиада в Сочи и Чемпионат мира по футболу 2018 года. Не думаю, что Тамань будет

конкурировать с Новороссийском — скорее всего, новый порт перетянет часть грузов, которые сейчас переваливаются через порты Украины.

Об этом порте говорили очень давно, и мы уже около пяти лет участвуем в предпроектных проработках — вместе с итальянской фирмой Aqua проводили обоснование инвестиций для этого проекта и хорошо представляем себе его масштабы. Мы надеемся поучаствовать в его реализации и рассчитываем, что при строительстве порта будет использован наш опыт в части бункеровки судов, проектирования автодорог и инженерных изысканий, как на суше, так и на берегу.

Для нашей компании это будет качественно новый этап развития — по объему работ проект по порту Тамань будет в несколько раз больше, чем те проекты в портовой сфере, которые мы уже реализовали. Сейчас мы ведем переговоры по выполнению части работ. В ближайшие два года на месте будущего порта будет производиться проектирование объектов, строительство которых должно осуществляться за счет средств федерального бюджета.

Насколько мне известно, в рамках этого проекта предполагается реализовать механизм частно-государственного партнерства — есть достаточно большой объем работ, которые должно выполнить государство, чтобы сделать Тамань привлекательной для инвестора. Для реализации этого проекта нужна, прежде всего, стабильность в регионе, и надеюсь, что губернатор Краснодарского края останется приверженцем своего позитивного курса.

Ред.: *Помимо портов, в сфере транспортной инфраструктуры «ИнжГео» также участвовал в ряде проектов дорожного строительства. Для вас это сегодня вспомогательное направление деятельности?*

А.Ш.: У нас есть отдел, занимающийся проектированием автодорог, и мы рассчитываем, что это направление будет активно развиваться. Мы специализируемся на проектировании автодорог в составе комплексов, которые в своем составе содержат объекты транспортной инфраструктуры.

Например, мы участвовали в реализации федеральной программы развития Новороссийского порта в части, касающейся развития транспортной инфраструктуры города. В рамках этого объекта выполняли инженерные изыскания под четыре транспортных развязки там,

где предполагалась интеграция объектов федеральной составляющей и объектов, строительство которых планировалось за счет средств частных инвесторов. Правда, в самом Новороссийском порту нашу роль пока нельзя назвать ведущей, хотя мы к этому стремимся.

Ред.: *Выход на рынок дорожного строительства для вас был более сложен, чем на рынки других отраслей инфраструктурного строительства?*

А.Ш.: Конкуренция в этой сфере действительно значительно выше, чем в проектировании объектов топливно-энергетического комплекса, на которых мы специализируемся. Тем не менее, у нас в портфеле есть ряд соответствующих проектов.

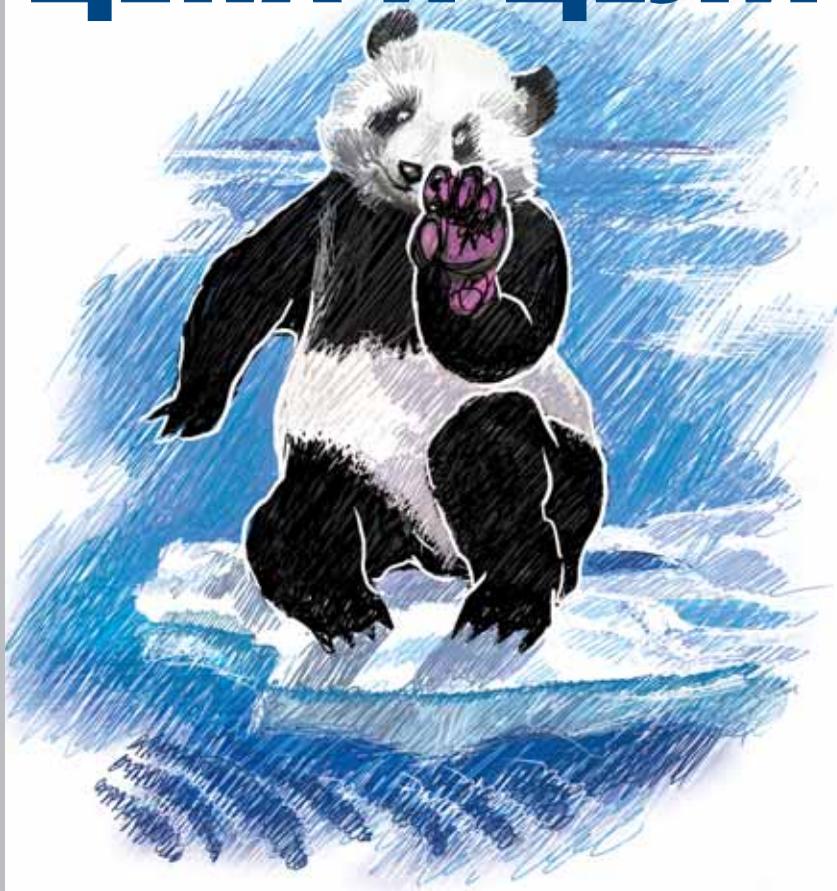
Например, в рамках олимпийского строительства в Сочи мы проектировали 11 объектов, в том числе работали в Имеретинской низменности и вместе с одним из наших дочерних обществ участвовали в реализации проектов оползнеопасных участков дорог, требующих ремонта и реконструкции, — это порядка 24 км дорог. В рамках реконструкции федеральной трассы М4 «Дон» мы работали с НПО «Мостовик» — это порядка 40 км дороги от Горячего Ключа в сторону Джубги.

Ред.: *Какие нынешние тенденции в развитии транспортно-логистической инфраструктуры Юга России будут определять новые направления деятельности компании в ближайшие годы?*

А.Ш.: Сегодня наиболее заметный тренд в топливно-энергетическом комплексе — начало новых проектов по нефтедобыче на российском морском шельфе. Как вы знаете, «Роснефть» заключила договоры с консорциумом зарубежных компаний (ExxonMobil, Eni и Statoil) на разработку шельфовых месторождений в Черноморском бассейне и Баренцевом море. В Азовском море есть порядка семи лицензионных участков, которые тоже нужно разрабатывать; существуют проекты по освоению шельфа дальневосточных морей. Наряду с этим, присутствует тенденция к увеличению дедевита судов, которые перевозят наливные грузы, а также контейнерных грузов — все это признаки растущей глобализации морских транспортных потоков.

Таким образом, становится особенно актуален вопрос развития портовой инфраструктуры, строительства новых глубоководных портов, в том числе в акватории Черного моря. Все это нам чрезвычайно интересно, работы впереди очень много — мы думаем на перспективу. 

ГОСПОДДЕРЖКА: ЦЕНА И ЦЕЛИ



Аналитическая служба
«Нефтегазовой Вертикали»
(по материалам Доклада WWF и IISD)

Сверхщедрые преференции, которые В.Путин недавно пообещал участникам будущих проектов разработки нефтегазовых кладовых Арктики и других участков континентального шельфа страны, конфликтуют с международными обязательствами РФ. Ведь еще 2009 году страны-члены Большой двадцатки и АТЭС, включая Россию, приняли обязательство «рационализировать и, в среднесрочной перспективе, устранить неэффективные субсидии, стимулирующие расточительное потребление ископаемых топлив».

Подготовленный по инициативе Всемирного фонда дикой природы и Международного института устойчивого развития доклад «Государственная поддержка добычи нефти и газа в России: какой ценой?» дипломатично напоминает российским властям о необходимости выполнять межгосударственные договоренности. Но, главное, впервые проведена комплексная ревизия субсидий, которые нефтегазовая отрасль получает от государства.

Не отвергая необходимость стимулов поддержания добычи нефти и газа, исследование предлагает задуматься о цене вопроса. Стоит ли терять многие миллиарды долларов, чтобы считать себя гарантом мировой энергетической безопасности и втянуться в гонку амбиций покорителей Арктики? Может, лучше поддержать программы интенсификации работ в традиционных районах недропользования?

Всемирный фонд дикой природы и Международный институт устойчивого развития опубликовали результаты совместного исследования «Государственная поддержка добычи нефти и газа в России: какой ценой?» Это первая попытка выявить, систематизировать и оценить субсидии, адресованные российскому нефтегазовому комплексу, а также оценить их экономические, социальные и экологические последствия.

Докладу отводится роль заправки для широкой профессиональной дискуссии об эффективности и целесообразности различных видов государственных субсидий, стимулирующих производство ископаемых топлив. Между тем, публикация доклада выглядит и как дипломатичное напоминание российским властям о необходимости выполнять обещания, закрепленные международными договоренностями.

Субсидии — зло?

В 2009 году страны-члены Большой двадцатки и АТЭС, включая Россию, приняли обязательство «рационализировать и, в среднесрочной перспективе, устранить неэффективные субсидии, стимулирующие расточительное потребление ископаемых топлив». Такая инициатива является ответом на несколько вызовов современности.

Во-первых, устранение субсидий для ископаемых топлив рассматривается в качестве первоочередного и важнейшего шага к созданию стимулов для снижения выбросов парниковых газов. По оценкам МЭА, полное устранение субсидий в сфере потребления ископаемых топлив к 2020 году привело бы к падению первичного спроса на подорожавшие энергоносители в мировом масштабе на 5% и к снижению выбросов CO₂ на 5,8%.

Во-вторых, устранение субсидий в сфере производства и потребления ископаемых топлив позволяет уменьшить дефициты государственных бюджетов, что особенно актуально в последнее время. При этом неизбежное расширение адресной поддержки

наиболее уязвимым категориям населения менее обременительно для бюджетов и, как правило, более эффективно. Это подтверждено примерами Ирана, Индонезии, Сальвадора и некоторых других стран.

В-третьих, отказ от субсидирования ископаемых топлив повышает конкурентоспособность альтернативных источников энергии — менее вредных для окружающей природной среды. Возобновляемые источники энергии обходятся дорого, и соответствующие технологии развиваются только на фоне выросших цен на традиционное топливо.

Наконец, экологи крайне обеспокоены решимостью энергетических компаний осваивать недра Арктики, невзирая на отсутствие надежных технологий по предотвращению и ликвидации разливов нефти в арктических ледовых условиях. Учитывая значительную степень неопределенности, высокие риски и затраты на разработку арктических месторождений, нефтегазовые компании стремятся переложить значительную часть издержек на свои правительства.

В то же время без субсидий разработка многих арктических месторождений нерентабельна. Соответственно, волевое ограничение субсидий на сегодняшний день является самым эффективным способом удержать добывающие компании от разрушительного для природы штурма Арктики.

В 2010 году на саммите G20 в Питсбурге было заявлено, что Россия займется рационализацией субсидий на ископаемые топлива в рамках ЭС-2030, а реализация Питсбургской инициативы становится частью внутренней экономической и энергетической политики.

В частности, Россия согласилась с необходимостью выявления и полного пересмотра всех энергетических субсидий, анализа эффективности применяемых субсидий, изменения, замены и устранения конкретных неэффективных субсидий, стимулирующих расточительное потребление ископаемых топлив.

На первый взгляд, кампания, в которую вовлечена Россия, не су-

лит ничего хорошего представителям отечественного нефтегазового комплекса. И без того правительство крайне неохотно идет на уступки, позволяющие снизить фискальную нагрузку в сфере добычи углеводородного сырья. А теперь еще возникло и дополнительное препятствие в виде международных обязательств.

Однако международная инициатива может оказаться полезной и для наших нефтяников. Ведь она направлена на ревизию и оптимизацию мер государственной поддержки проектам, связанным с добычей углеводородного сырья. Не исключено, что в результате такой работы та же самая (или даже меньшая) сумма преференций позволит бизнесу с меньшими издержками получать больше прибыли.

Другими словами, предлагает хороший инструмент. А уж как российские власти им воспользуются — во вред или во благо — другой вопрос.

Мировая практика

«Ежегодно правительства тратят как минимум \$500 млрд на субсидирование потребления и производства ископаемых топлив, — отмечает Марк Хале, исполнительный директор Международного института устойчивого развития в Европе. — Слишком часто возникающие последствия идут вразрез с целями устойчивого развития. Причем, субсидирование ископаемых топлив носит по большей части регрессивный характер, давая преимущества богатым в большей степени, чем бедным».

В мировой практике наибольшее распространение получили субсидии потребителям ископаемых топлив. По оценкам МЭА, размер такой помощи в 2010 году достиг \$409 млрд на основных развивающихся рынках.

О субсидиях производителям до недавнего времени было известно мало. Глобальная инициатива по субсидиям Международного института устойчивого развития была первой, привлечшей внимание к данному вопросу: в 2009 году организация опубликовала свою оценку государственной поддержки добычи ископае-

мых топлив во всем мире на уровне \$100 млрд в год.

Публикация доклада выглядит и как дипломатичное напоминание российским властям о необходимости выполнять международные договоренности

Минувшей осенью ОЭСР, объединяющая 34 страны с развитыми экономиками, опубликовала первую опись мер государственной поддержки ископаемых топлив в 24 странах-членах организации. В зависимости от уровня цен на сырье размер субсидий, предоставленных в этих странах с развитой экономикой потребителям и производителям ископаемых топлив, колебался в интервале от \$45 млрд до \$75 млрд ежегодно.

Волевое ограничение субсидий является самым эффективным способом удержать добывающие компании от разрушительного для природы штурма Арктики

В Канаде исследование Глобальной инициативы по субсидиям показало наличие 63 программ субсидирования нефтедобычи общей стоимостью 2,8 млрд канадских долларов в 2009 году. Из них 17 программ стоимостью 1,38 млрд долларов действовали на федеральном уровне. Остальные субсидии предоставлялись

В 2010 году на саммите G20 в Питсбурге было заявлено, что Россия займется рационализацией субсидий на ископаемые топлива в рамках ЭС-2030

властями провинций: чаще всего для стимулирования разведки и освоения новых месторождений

Международная инициатива может оказаться полезной и для наших нефтяников: она позволит бизнесу с меньшими издержками получать больше прибыли

путем снижения стоимости работ за счет налоговых льгот и пониженных ставок роялти.

По оценкам МЭА, полученным с использованием метода ценовой разницы, в 2010 году субсидии потребителям ископаемых топлив в России составили \$39 млрд (+\$5 млрд к результату предыдущего года). По этому показателю Россия занимала лидирующее положение в мире и отставала только от Ирана (\$80 млрд — до реформы) и Саудовской Аравии (\$44 млрд). За Россией следовали Индия (\$22 млрд) и Китай (\$21 млрд).

Как полагают эксперты МЭА, субсидирование потребления ископаемых топлив в России ограничено природным газом (\$17 млрд) и электроэнергией (\$22 млрд). Вместе с тем Россия объявила о планах повышения внутренних цен на газ для промышленных потребителей до мирового уровня к 2014 году и постепенно устраняет другие виды субсидий потребителям за счет повышения регулируемых цен на природный газ и электроэнергию.

В то же время размер той части субсидий производителям нефти и газа, по которой в докладе, посвященном господдержке добычи нефти и газа в России, дана количественная оценка (\$14,4 млрд в 2010 году), сопоставим с масштабом субсидирования потребления ископаемых топлив.

В докладе подчеркивается, что масштаб господдержки производителей нефти и газа в России весьма значителен. Субсидии на добычу углеводородов, которым удалось дать количественную оценку, эквивалентны 4,2% и 6,0% стоимости всей нефти и общего объема газа, добытых в России в 2009 и 2010 годах, соответственно. На эти субсидии пришлось 8,6% и 14,4% величины всех налоговых и иных выплат в федеральный бюджет компаниями отрасли.

Субсидии российскому нефтегазовому сектору направлены, главным образом, на стимулирование разработки новых месторождений. Напротив, потенциал более полного извлечения углеводородов на эксплуатируемых месторождениях и снижения энергоемкости российской экономики используется в России намного слабее.

Практически нигде в мире нет такого большого потенциала для энергосбережения, как в России. Так, по оценкам Всемирного фонда дикой природы, неэффективное сжигание газа на российских ТЭС ведет к ежегодной потере 40–50 млрд м³, в то время как для энергоснабжения всей Москвы необходимо около 30 млрд м³ в год.

Еще одним расточительным свойством российского ТЭК является сжигание попутного нефтяного газа (ПНГ) в факелах. Хотя по условиям лицензионных соглашений нефтяные компании зачастую обязаны утилизировать до 90–95% добываемого ПНГ, они сжигают в факелах примерно 25–30% этого углеводородного сырья (12–16 млрд м³).

Между тем, по оценкам МЭА, если бы в 2008 году наша страна использовала свои энергоресурсы так же эффективно, как Канада, Швеция, Норвегия и некоторые другие северные страны-члены ОЭСР, то она могла бы сэкономить более 200 млн тонн н.э. в расчете на первичный спрос. Это примерно 30% от энергопотребления в России. И этого количества энергии достаточно для полного удовлетворения потребностей Великобритании.

Генсхема развития нефтяной отрасли РФ признает, что в 2009 году в среднем по стране фактический коэффициент извлечения нефти (КИН) составил 20%. Это довольно низкий показатель по сравнению с международной практикой, так как КИН оценивается на уровне 23% в Саудовской Аравии и Венесуэле, 35% в США и 46% для всей нефтегазоносной провинции Северного моря.

При этом повышение проектного КИН по России на 5% (с 37% до 42%) приведет к увеличению начальных извлекаемых запасов на более чем 4 млрд тонн. Для сравнения: извлекаемые запасы на арктическом Приразломном месторождении в Печорском море составляют всего 72 млн тонн нефти.

На практике это означает, что у России есть два альтернативных пути поддержания уровня добычи углеводородов на текущем уровне: более полное извлечение сырья из уже эксплуатируемых месторождений или освоение новых месторождений в таких удаленных регионах, как Восточная Сибирь и Арктика, включая шельф.

В обоих случаях нефтегазовые компании не могут обойтись без государственной поддержки. Более привлекательно выглядит идея рационального недропользования на уже разрабатываемых месторождениях. Но на практике в России субсидии, поощряющие более полное извлечение нефти и повышение энергоэффективности, минимальны по сравнению со стимулами разработки новых месторождений в новых регионах нефтегазодобычи.

В Норвегии было выявлено девять программ господдержки добычи нефти и газа общей стои-

мостью около 25,5 млрд норвежских крон (примерно \$4,4 млрд) в 2009 году. Из них доминирующей субсидией является ускоренная амортизация, за счет которой компании получили выгоду в размере 21 млрд норвежских крон. Кроме того, компании получили компенсацию расходов на разведку в размере 4 млрд норвежских крон.

В США, где субсидии производителям энергоносителей оцениваются на уровне \$5 млрд, закон о федеральном бюджете на 2012

финансовый год предусматривает ликвидацию целого ряда налоговых льгот для нефтегазодобывающих компаний. Доходы, которые в результате данной реформы должен получить американский бюджет, запланированы на уровне \$3,6 млрд.

Заслуживает внимания опыт Ирана, где в конце 2010 года была проведена кардинальная реформа энергетических субсидий. До реформы цены на энергоноси-

В мировой практике распространены субсидии потребителям ископаемых топлив. По оценкам МЭА, их размер в 2010 году достиг \$409 млрд на основных развивающихся рынках

мостью около 25,5 млрд норвежских крон (примерно \$4,4 млрд) в

тели субсидировались зачастую более чем на 90%. В рамках реформы цены на обычный бензин выросли на 300%, на высококачественный бензин — на 230%, на дизельное топливо — на 840%.

Золотая середина

Безусловно, количественные оценки размера субсидий — тема очень неоднозначная. Например, Минфин РФ считает выпадающими доходами бюджета любые понижающие коэффициенты к базовым ставкам налогов и таможенных пошлин. На сходных позициях базируются и расчеты, приведенные в докладе по господдержке добычи нефти и газа в России.

С другой стороны, отраслевые эксперты вполне аргументированно говорят о том, что снижение ставки НДС и экспортной пошлины для высокочрезмерных проектов добычи нефти и газа (например, в Восточной Сибири) является отражением более низкого уровня природной ренты, подлежащей улавливанию в бюджет государства. К тому же без снижения фискальной нагрузки и поддержки цен и доходов компаний со стороны государства разработка таких высокочрезмерных проектов в России не осуществлялась бы вовсе.

Сильной стороной доклада является признание права на жизнь обеих точек зрения. В нем специ-

ально оговаривается, что суммарные оценки масштабов субсидирования добычи нефти и газа ни в коем случае не должны рассматриваться как реальные средства, недополученные в федеральный и региональные бюджеты.

Внимание концентрируется на акцентах государственной отраслевой политики. Это, прежде всего, приглашение к осмысленной дискуссии о выборе наиболее выигрышного магистрального пути поддержания и развития добычи углеводородного сырья: благодаря субсидированию освоения новых месторождений, в том числе в Арктике, либо за счет стимулирования более полного извлечения сырья на уже эксплуатируемых месторождениях и снижения энергоемкости российской экономики в целом.

Что касается реального уровня фискальной нагрузки на отрасль и привлекательности вложений средств в отечественные нефтегазовые проекты, то ситуация неоднозначна.

По оценкам инвестиционной компании «Ренессанс Капитал», расходы российских ВИНК на добычу нефти, в том числе капитальные затраты, остаются намного ниже, чем у крупнейших международных нефтяных компаний и ведущих представителей отрасли в других странах с быстрорастущей экономикой.

Так, если российские ВИНК тратят на баррель н.э. \$4,6, то ми-

ровые лидеры отрасли — \$7,8, а крупнейшие нефтяные компании быстрорастущих рынков — \$12,9. Данное обстоятельство может рассматриваться в качестве источника конкурентного преимущества российских ВИНК (см. «Динамика затрат...» и «Динамика капитальных затрат на добычу»).

Международный институт устойчивого развития впервые оценил господдержку добычи мировых ископаемых топлив в \$100 млрд в год

С другой стороны, по данным того же «Ренессанс Капитала», в мае 2011 года рентабельность российских нефтяных компаний в пересчете на баррель н.э. была ниже, чем у ведущих международных компаний отрасли. Показатель свободного денежного потока у российских компаний был таким же, как у международных отраслевых лидеров (около \$4/барр н.э.), в силу того, что у последних были намного более высокие затраты на ВМСБ (\$18/барр н.э.).

Заслуживает внимания опыт Ирана, где в конце 2010 года была проведена кардинальная реформа энергетических субсидий, до нее цены субсидировались более чем на 90%

При этом российские нефтяные компании проигрывали компаниям из других стран с быстрорастущей экономикой — например Бразилии и Китая, у которых показатель свободного денежного потока был выше более чем в три раза (\$14,2/барр н.э.). У компаний из других стран с быстрорастущей экономикой также был лучший показатель ВМСБ (131%), чем у российских ВИНК (100%).

По оценкам МЭА, в 2010 году субсидии потребителям ископаемых топлив в России составили \$39 млрд, мы отстали только от Ирана и Саудовской Аравии

Между тем не существует универсального рецепта определения нормального уровня прибыли. Например, за «нормальный» можно взять уровень при-

ВЕРТИКАЛЬ ON-LINE

- свежий номер
- полный архив «Вертикали»
- материалы в свободном доступе
- возможность тематического поиска





www.ngv.ru

Выявленные исследованием субсидии предоставляются производителям нефти и газа для выполнения различных задач государственной политики. Это, в значительной мере, — обеспечение поставок нефти и газа на экспорт в рамках позиционирования России как гаранта мировой энергетической безопасности и участие в глобальной гонке за освоение нефтегазовых ресурсов Арктики.

В перечень приоритетных для государства направлений также входят обеспечение ВМСБ и устойчивых поставок нефти и газа на внутренний рынок, поддержание и наращивание госсобственности на нефтегазодобывающие активы, предотвращение бегства частного капитала и привлечение в отраслевые проекты прямых инвестиций из-за рубежа, стимулирование рационального недропользования и максимального извлечения УВС из эксплуатируемых месторождений.

Один из главных выводов исследования состоит в том, что у России есть два пути сохранения своей роли на международных энергетических рынках: экстенсивный либо интенсивный. В первом случае результат обеспечивается за счет разработки новых месторождений, в том числе в Арктике. Во втором — за счет более полного извлечения нефти на существующих месторождениях и высвобождения необходимых объемов УВС на экспорт в результате снижения энергоемкости собственной экономики.

Сейчас очевиден перекося в пользу субсидирования разработки новых месторождений. Обоснованием для такого субсидирования частично служат высокие затраты и риски, связанные с освоением новых, удаленных месторождений и созданием необходимой инфраструктуры.

Так, в 2010 году размер льгот по НДС для новых месторождений Восточной Сибири, Ненецкого АО и полуострова Ямал составил \$3,5 млрд, а льготы по экспортной пошлине для новых месторождений Восточной Сибири достигли \$4,0 млрд. Аналогичные льготы уже заложены в Налоговый кодекс РФ для снижения налогового бремени на новые месторождения в Арктике и большинство шельфовых месторождений. Беспрецедентный уровень льгот для операторов будущих морских проектов недавно пообещал инвесторам президент России Владимир Путин.

Напротив, намного меньший объем льгот предоставляется для повышения эффективности добычи на эксплуатируемых месторождениях и совершенствования экологической практики нефтегазовых компаний. Из программ государственной поддержки интенсивного пути развития отрасли наиболее существенной была льгота по НДС для истощенных месторождений, составившая \$1,1 млрд.

Повышенное внимание государства к освоению новых месторождений, в том числе в Арктике, часто объясняется ссылкой на аналогичную практику в других нефтедобывающих странах, в частности в США, Канаде и Норвегии. Однако данная аргументация не учитывает тот факт, что указанные страны уже в значительной степени исчерпали возможности повышения отдачи традиционных месторождений.

были в среднем по всем отраслям экономики. С этой точки зрения и на основании официальной статистики можно утверждать, что российские нефтегазовые компании получают сверхприбыль (см. «Средний уровень прибыли в России»).

Субсидии на добычу углеводородов эквивалентны 4,2% и 6,0% стоимости нефти и газа, добытых в России в 2009 и 2010 годах

Это означает, что нефтегазовый бизнес удерживает часть ресурсной ренты, которую государство в России не смогло уловить в виде налогов и иных платежей. В последние годы Минфин РФ руководствуется в практической деятельности представлениями о том, что нормальной для российского нефтегазового сектора является прибыль на уровне 15–17%.

Средний уровень прибыли в России (на 1 октября)



Реестр субсидий

На федеральном уровне в исследовании выявлено 30 схем предоставления субсидий производителям нефти и газа в России в 2009–2010 годах. При этом выделено четыре формы предоставления субсидий. Это прямой или косвенный перевод денежных средств (либо соответствующие обязательства), отказ правительства от взимания причитаю-

щихся ему доходов, предоставление государственных ресурсов и услуг на льготных условиях и господдержка цен и доходов производителей.

К первой категории относятся (1) непосредственное финансирование государством деятельности, связанной с добычей полезных ископаемых, (2) госсобственность на стратегические предприятия, когда государство не получает нормальные дивиденды,

Динамика затрат на добычу



Динамика капитальных затрат на добычу



Основные программы господдержки добычи нефти и газа в России

(по оценкам за 2010 год, в убывающем порядке)

Программы	Суммы
Временные льготы по вывозной таможенной пошлине для нефти, добываемой на новых месторождениях Восточной Сибири	≈ \$4 млрд
Специальные ставки вывозных таможенных пошлин для СРП	≈ \$3,9 млрд
Налоговые каникулы по НДС для новых месторождений Восточной Сибири	≈ \$2 млрд
Освобождение от налога на имущество для магистральных нефте- и газопроводов	≈ \$1,9 млрд
Налоговые каникулы по НДС для новых месторождений нефти на территории Ненецкого АО и на полуострове Ямал в ЯНАО	≈ \$1,5 млрд
Субсидируемый тариф на транспортировку нефти по трубопроводной системе ВСТО	≈ \$1,1 млрд
Понижающий коэффициент к ставке НДС для нефти истощенных месторождений	≈ \$1,1 млрд
Временное освобождение от вывозной таможенной пошлины для газа, экспортируемого в Турцию по трубопроводу «Голубой поток»	≈ \$0,8 млрд
Специальные ставки роялти для СРП	≈ \$0,8 млрд
Учет расходов на геологоразведку и НИОКР в целях исчисления налога на прибыль	≈ \$0,6 млрд
Ускоренная амортизация	≈ \$0,6 млрд
Госфинансирование ГРП на углеводородное сырье	≈ \$284 млн
Нулевая ставка НДС в отношении технологических потерь УВС	≈ \$279 млн
Освобождение СРП от ввозных таможенных пошлин и некоторых налогов	≈ \$200 млн
Нулевая ставка НДС для попутного нефтяного газа (весь объем)	≈ \$190 млн
Учет технологических потерь УВС при добыче и транспортировке в составе материальных расходов в целях исчисления налога на прибыль	≈ \$97 млн

Источник: доклад WWF и IISD

(3) господдержка в форме кредитования и (4) госрасходы на охрану окружающей среды.

Субсидии направлены главным образом на стимулирование разработки новых месторождений. Потенциал более полного извлечения углеводородов используется в России намного слабее

Выпадающие доходы бюджета — это всевозможные налоговые льготы по общим налогам и платежам. В то же время льготы по НДС и экспортным пошлинам отнесены к третьей категории — предоставление госресурсов по ценам ниже рыночных. Сюда же относятся эксклюзивные права «Газпрома» и «Роснефти» на участки недр континентального шельфа, субсидируемый тариф на транспортировку нефти по ВСТО и отмена платы на пользование геологической информацией.

Субсидии в форме поддержки цен на рынке и регулирование рынков — это, в частности, монополия «Газпрома» на экспорт сухого газа, а также несовершенство применения существующих правовых норм в сфере недропользования и охраны окружающей среды.

В последние годы Минфин РФ руководствуется «нормальной» для российского нефтегазового сектора прибылью на уровне 15–17%

Из трех десятков субсидий, получаемых нефтегазовыми компаниями, количественная оценка в докладе дана по 17 схемам. В исследовании отмечается, что в 2010 году размер субсидий, поддающихся подсчетам, вырос до \$14,4 млрд по сравнению с \$8,1 млрд годом ранее. Столь бурный рост объясняется введением льготы по экспортной пошлине на нефть, а также активным ростом добычи в Восточной Сибири и ряде других регионов, где применяются налоговые каникулы по НДС.

В России структура субсидий существенно отличается от зарубежной. В Норвегии доминируют (98%) субсидии в форме выпа-

дающих доходов бюджета. В Канаде, наряду с выпадающими доходами (54%), высока доля предоставления государственных ресурсов и услуг на льготных условиях (30%). А в России в 2010 году 76% субсидий, размер которых

На льготы по НДС и вывозной пошлине пришелся основной объем тех субсидий, которым в исследовании было дано описание и количественная оценка: \$9,8 млрд

удалось определить, были предоставлены в форме госресурсов и услуг по ценам ниже рыночных, доля выпадающих доходов бюджета в составе субсидий — 22%.

Один из главных выводов исследования состоит в том, что у России есть два пути сохранения своей роли на энергетических рынках: экстенсивный либо интенсивный

На льготы по НДС и вывозной пошлине пришелся основной объем тех субсидий, которым в исследовании были даны описание и количественная оценка: \$9,8 млрд. Другими существенными формами государственной поддержки добычи нефти и газа на федеральном уровне в России в 2010 году

Нам действительно стоит терять многие миллиарды долларов, чтобы считать себя гарантом мировой энергетической безопасности и втянуться в гонку амбиций покорителей Арктики?

выступили льготы по тарифу на транспортировку нефти по трубопроводной системе ВСТО, учет расходов на геологоразведку и НИОКР в целях исчисления налога на прибыль (см. «*Основные программы господдержки добычи нефти и газа в России*»).

Субсидии производителям нефти и газа также предоставляются на уровне регионов России, главным образом в форме налоговых льгот. Например, в августе 2011

года по решению властей Мурманской области ставка налога на прибыль была снижена с 20% до 15,5% для крупнейшего проекта по освоению Штокмановского газоконденсатного месторождения.

Но, как правило, региональные субсидии преследуют цели поддержки малого и среднего нефтегазового бизнеса, а не крупнейших российских ВИНК. При этом совокупная величина для отрасли на региональном уровне намного меньше, чем на федеральном, что объясняется высокой степенью централизации бюджетно-налоговой системы России.

Помимо нефти и газа, добываемых на условиях стандартных фискальных режимов на федеральном и региональном уровнях, в России также ведется производство углеводородов в рамках трех соглашений о разделе продукции: «Сахалин-1», «Сахалин-2» и «Харьяга». Путем сравнения условий СРП с национальным режимом налогообложения совокупный размер субсидий, предоставленных на основе соответствующих соглашений, в исследовании оценивается на уровне \$5,4 млрд в 2008 году, \$3,5 млрд в 2009 году и \$4,9 млрд в 2010 году.

На распутье

Как ожидается, некоторые из описанных в докладе форм государственной поддержки нефти и газа скоро перестанут существовать. В частности, правительство РФ планирует применять полную ставку экспортной пошлины на газ, экспортируемый в Турцию по газопроводу «Голубой поток», как только данный проект выйдет на окупаемость (предположительно в 2012 году). Кроме того, с 1 января 2012 года в России действует новое законодательство, ограничивающее возможности для трансфертного ценообразования. Как ожидается, оно ликвидирует данную форму государственной поддержки доходов компаний, исчисляемую миллиардами долларов в год.

Вместе с тем объем субсидирования добычи нефти и газа на новых месторождениях расширяется. В частности, «Газпром»

получит больше средств на покрытие разницы между ценой приобретения газа у оператора проекта «Сахалин-2» и ценой на газ, установленной на входе в газотранспортную систему Сахалин–Хабаровск–Владивосток, в целях его поставки энергосбытовым организациям Дальневосточного региона (\$388,9 млн в 2012 году и \$390,9 млн в 2013 году).

Вырастет и выигрыш ЛУК-ОЙЛа от применения временной льготы по вывозной таможенной пошлине для нефти, добываемой в Каспийском море.

Расширен перечень регионов нефтедобычи, где недропользователям предоставляются налоговые каникулы по НДС при разработке новых месторождений. Обновленным законодательством предусмотрены налоговые каникулы по НДС в отношении конденсата и газа, добываемого на полуострове Ямал и используемого для производства СПГ. Введен понижающий коэффициент к ставке НДС для малых месторождений нефти.

Ожидается, что осенью правительство передаст в парламент законопроект, обещающий обширные налоговые и таможенные льготы при освоении новых месторождений на континентальном шельфе РФ, прежде всего в Арктике.

Таким образом, в ближайшие годы можно прогнозировать рост абсолютной величины субсидирования добычи нефти и газа в России на федеральном уровне. Результаты исследования, проведенного по инициативе Всемирного фонда дикой природы и Международного института устойчивого развития, предлагают российским властям задуматься о цене вопроса.

Нам действительно стоит терять многие миллиарды долларов, чтобы считать себя гарантом мировой энергетической безопасности и втянуться в гонку амбиций покорителей Арктики? Или есть смысл поискать более дешевые, рациональные и эффективные способы обеспечить энергетическую безопасность страны и пополнить государственную казну за счет интенсификации работ в традиционных регионах недропользования? 



10 лет с Вами!

РАЗРАБОТЧИК ЭФФЕКТИВНЫХ РЕШЕНИЙ И ПРОИЗВОДИТЕЛЬ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ КРС И ПНП

ВЫСОКОЧИСТЫЕ СОЛЕВЫЕ СИСТЕМЫ ГЛУШЕНИЯ СЕРИИ «WOTASOFT™»

- > Плотность от 1,1 до 1,6 г/см³
- > Отсутствие коагуляции пласта
- > Увеличение фильтрации углеводородной фазы
- > Быстрый выход скважины на режим
- > Технологическое сопровождение

ВЫСОКОЧИСТЫЕ СИНТЕТИЧЕСКИЕ КИСЛОТНЫЕ СОСТАВЫ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ И ОСВОЕНИЯ ПОСЛЕ БУРЕНИЯ СЕРИИ «ФЛАКСОКОР™»

- > Увеличение дебитов добывающих скважин в среднем на 40%
- > Отсутствие первичного и вторичного осадков
- > Отсутствие эмульсий кислота/нефть
- > Низкая коррозионная активность составов
- > Диспергатор глин и полимеров
- > Технологическое сопровождение

ВЫСОКОКАЧЕСТВЕННЫЕ РЕАГЕНТЫ ДЛЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ



ШИРОКИЙ СПЕКТР СЕРВИСНЫХ УСЛУГ ПО ПОВЫШЕНИЮ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ И КРС

- Глубоконаправленные солянокислотные обработки, БОПЗ <
- Решения закачки самоотклоняющихся систем <
- Гидроимпульсные, виброволновые, ультразвуковые методы ОПЗ <
- Щадящее глушение <
- Решения по снижению обводненности, водоизоляции, ВПП <
- Освоение струйными насосами <

тел.: +7 (8442) 494-999
факс: +7 (8442) 499-444

e-mail: sales@zirax.com
www.zirax.ru
www.zirax-nefteservice.ru

Приглашаем посетить наш стенд на выставке «НЕФТЕГАЗ 2012»,
25-29 июня 2012 г., ЦВК "Экспоцентр", пав. 2, зал 2, стенд № 22D55

РОССИЙСКИЙ АПСТРИМ ЗА РУБЕЖОМ '2011–2012 ЛАТИНСКАЯ АМЕРИКА

ОЛЬГА ВИНОГРАДОВА
«Нефтегазовая Вертикаль»



Активно осваивая Латинскую Америку, российский нефтегазовый бизнес оказался «в теме»: по последней оценке Геологической службы США, самым перспективным регионом с точки зрения неоткрытых ресурсов нефти объявлены Южная Америка и Карибский регион.

В настоящее время восемь российских компаний ведут фактическую деятельность в пяти странах региона и проявляют интерес к геологоразведочным проектам еще в нескольких латиноамериканских государствах. За год после предыдущего обзора «Нефтегазовой Вертикали» в российском зарубежном апстриме отмечено развитие по проектам «Хунин-6» в Венесуэле, «Ипати» в Боливии, на шельфе Кубы; возникли новые проекты «Газпрома», ТНК-ВР, «Роснефти»; появился первый российский проект в Бразилии.

Добыча пока осуществляется только на новых активах ТНК-ВР в Венесуэле, но уже в этом году ожидается старт на «Хунине-6» с участием консорциума российских компаний.

По наблюдениям «Вертикали», на первом этапе процесс продвижения российских компаний в зарубежный апстрим носил в основном латеральный характер, с распространением по редкой географической сетке с одним-двумя про-

ектами той или иной компании в той или иной стране.

Но в последнее время, и особенно за последний год, процесс пошел как бы в глубину, с увеличением веса определенного региона или даже страны в зарубежном портфеле ВИНК. Такое

изменение можно интерпретировать как свидетельство зрелости зарубежного сегмента бизнеса, перехода от венчурного подхода «почему бы нет?» к осознанной необходимости «не держать яйца в одной корзине».

Концентрация российских проектов быстрее всего нарастает в двух регионах — в Латинской Америке и Африке. Но за последний год, наряду с ростом веса азиатского и ближневосточного регионов, российские компании появились там, где их меньше всего ждали — в Северной Америке и в Европе.

В Латинской Америке количество российских компаний и стран их присутствия выражается соотношением 8:5 (см. «Латинская Америка»). Фактическая деятельность с участием российских компаний происходила в Венесуэле, Бразилии, Боливии, на Кубе и предположительно продолжается в Колумбии. Эксперты российского Национального нефтяного консорциума (ННК), созданного для реализации проектов в Латинской Америке, составили рейтинг привлекательности 18 стран региона на основе показателей доказанных и неразведанных запасов и потенциала ГРП. По совокупному рейтингу первое место занимает Венесуэла, за которой следует Бразилия (см. «Нефтегазовый потенциал Латинской Америки»).

Венесуэла

В Венесуэле с разной степенью активности присутствуют все российские нефтегазовые мейджоры, включая «Газпром». В стране не планируется проведение аукционов на месторождения, сотрудничество в ТЭК здесь осуществляется на межгосударственной основе. При этом упор делается на привлечение иностранных компаний в освоение сложных для разработки запасов.

За последний год в сегменте российского участия в нефтегазо-

БРАЗИЛИЯ

По рейтингу ННК, Бразилия отстает от Венесуэлы по совокупному показателю привлекательности, но лидирует среди 18 стран региона по рейтингу ожидаемых открытий в ходе ГРП. Оценка ННК совпадает с расчетами Геологической службы США, из которых следует, что самый высокий потенциал неоткрытых ресурсов по нефти предполагается в Южной Америке и Карибском регионе, при этом более 40% этого объема приходится на Бразилию.

Как ожидается, 11-й раунд лицензионного тендера в стране, который должен состояться в этом году, привлечет очень много компаний. Из российских ВИНК о своем интересе заявили ЛУКОЙЛ и «Роснефть».

Но на данный момент Россию в Бразилии представляет только ТНК-ВР. В прошлом году «ТНК-Бразилия», 100%-ное дочернее предприятие компании, заключила соглашение с бразильской компанией HRT о приобретении 45% и совместной разработке проекта на материковой части нефтегазового бассейна Солимоинс. В марте этого года Национальное агентство Бразилии по нефти, природному газу и биотопливам (ANP) утвердило сделку. За участие в проекте российская компания заплатит \$1 млрд пятью траншами в течение двух лет.

По сообщению ТНК-ВР, проект включает 21 геологоразведочный участок, расположенный на площади порядка 48 тыс. км² в бассейне реки Солимоинс, притока Амазонки. На 11 участках уже добывались нефть и газ. Согласно аудиту, проведенному Degolyer&MacNaughton, проект принесет ТНК-ВР условные и перспективные запасы в объеме 789 млн баррелей н.э.

Капитальные затраты в проект оцениваются в размере \$9,2 млрд, а с учетом строительства нефтепроводов — около \$14 млрд. Начало добычи на месторождениях бассейна Солимоинс запланировано на 2012 год. К настоящему времени партнеры завершили испытание скважины на одном из блоков с дебитом 370 тыс. м³ в день. Потенциал портфеля активов Бразилии ТНК-ВР оценивается в 50 тыс. баррелей в день.

неожиданно появился российский Газпромбанк. Corporacion Venezolana de Petroleo (дочернее предприятие PDVSA) и Gazprom Bank

Переход от венчурного подхода «почему бы нет?» к осознанию «не держать яйца в одной корзине» — свидетельство зрелости зарубежного бизнеса ВИНК

Latin America Ventures B.V., Россия, организовали СП по разработке месторождений Лагунильяс Тьерра и Бачакеро Тьерра (Lagunillas Tierra y Bachequero Tierra) в штате Сулия. Национальная ас-

В Латинской Америке количество российских компаний и стран их присутствия выражается соотношением 8:5

самблея Венесуэлы уже одобрила создание СП, 60% акций которого будут принадлежать Венесуэле и 40% — российской стороне. Месторождения небольшие, на уровне 100–150 млн тонн.

По рейтингу российского ННК, Венесуэла занимает первое место по доказанным и неразведанным запасам и потенциалу ГРП, Бразилия — второе

«Роснефть» тоже имеет самостоятельный проект в Венесуэле за рамками своего участия в ННК. В октябре 2011 года российская госкомпания и PDVSA подписали соглашение о совместной разработке блока Карабобо-2 в

В Венесуэле присутствуют все российские мейджоры, а на Хунин-6 с 40%-ным участием нашей ННК ожидается начало добычи

нефтяном поясе Ориноко. Доля «Роснефти» в проекте составляет 40%, Венесуэлы — 60%. Геологические запасы месторождения оценены в 5 млрд тонн, ожидаемый уровень годовой добычи — 400 тыс. барр/день (около 20 млн тонн в год).

ТНК-ВР приобрела собственные активы в Венесуэле в резуль-

вом комплексе страны произошли серьезные подвижки. В январе 2012 года началось бурение скважины по проекту «Хунин-6», в августе ожидается начало добычи нефти. Перспективный блок с 8,8 млрд тонн геологических и 1,8 млрд тонн извлекаемых запасов нефти расположен в пределах пояса тяжелой нефти в районе реки Ориноко.

Его разрабатывает совместное российско-венесуэльское предприятие PetroMiranda, в котором 40% принадлежит российскому консорциуму ННК («Газпром нефть», «Роснефть»), ЛУКОЙЛ, «Сургутнефтегаз» и ТНК-ВР) и 60% — венесуэльскому предприятию CVP (дочернее подразделение государственной нефтяной компании PDVSA).

Как известно, до прихода российского консорциума на блоке Хунин-6 было пробурено 14 скважин и подготовлена база для дальнейших работ, что объясняет быстрое развитие проекта. «Газпром нефть», которая является оператором проекта, планирует

добывать 50 тыс. баррелей в сутки в 2013 году и выйти на пиковый уровень 450 тыс. баррелей в сутки в 2018 году.

«Газпром» выступает в регионе в трех ипостасях: от собственного лица, а также от дочернего и зависимого предприятий. В Венесуэле, помимо участия в ННК через «Газпром нефть», концерн пока не расстается и с потерпевшим неудачу проектом «Рафаэль Урданета». Взамен оказавшихся бесперспективными блоков Урумако-1 и Урумако-2 Министерство нефти Венесуэлы предложило блок Урумако-3. В течение 2011 года были разработаны технико-экономические предложения по освоению ресурсов блока и изучению перспективности прилегающих к нему площадей.

В октябре 2011 года «Газпром» и PdVSA подписали меморандум о взаимопонимании в отношении разработки газового блока Робало в Венесуэльском заливе.

В феврале 2012 года в зоне нефтяного пояса реки Ориноко

Латинская Америка. Страны/компании = 8:5

	Газпром	Газпром нефть	Газпромбанк	ЛУКОЙЛ	Роснефть	ТНК-ВР	Сургутнефтегаз	Зарубежнефть
Венесуэла	Рафаэль-Урданто; Блок Робало (газ)	Хунин-6	М-ния Лагунильяс Тьерра и Бачакеро Тьерра	Хунин-6	Хунин-6; Карабобо-2	Хунин-6; PetroMonagas; Petroperija; Voqueron		
Бразилия	представительство					Солимоинс		
Боливия	Ипати и Акио (бурение); Асеро							
Колумбия				Кондор (?)				
Куба		4 блока на шельфе						Блоки на суше и шельфе; м-ние Бока де Харуко

тате покупки в июне прошлого года акций ВР в трех совместных предприятиях — Petroperija (40%), PetroMonagas (16,7%) и Voqueron (26,67%).

Собственные проекты в Венесуэле имеют «Газпром», «Роснефть», потенциал портфеля активов ТНК-ВР превышает 100 тыс. барр/день

Активы СП Petroperija включают пять месторождений: Алпиф (Alpuf), Алтуритас (Alturitas), Мачикес (Machiques), Сан-Хосе (San Jose) и Сан Хулиан (San Ju-

лиан) в западной части Венесуэлы на озере Маракайбо. В разработке находятся месторождения Алпиф, Алтуритас и Сан-Хосе с сум-

марной добычей около 12 тыс. барр в сутки. Утвержденный недавно бизнес-план предусматривает общий объем извлечения в 78 млн барр, а также сейсмические исследования и строительство скважин для подтверждения запасов и потенциала добычи на месторождениях Мачикес и Сан Хулиан. СП PetroMonagas развивает комплексный проект добычи сверхтяжелой нефти и повышения ее качества до уровня более легкой синтетической нефти. Проект Voqueron, связанный с разработкой глубоких горизонтов, считается самым сложным из трех. На площади месторождения уже существуют 13 добывающих и три нагнетательные скважины с возможностью добычи 7700 барр/день.

По сообщению ТНК-ВР о результатах деятельности за четвертый квартал и весь 2011 год, венесуэльские активы добавили к общей годовой добыче компании 17 тыс. барр/сутки н.э. (см. «Добыча нефти и газа российских компаний в Латинской Америке»). Потенциал портфеля активов ТНК-ВР в Венесуэле превышает 100 тыс. барр/день.

Российские нефтяные проекты в Венесуэле часто связаны с высоковязкой нефтью, что предопределяет высокие затраты и риски. Такие проекты обходятся дорого уже на этапе вхождения в проект. За участие в проекте «Хунин-6» НКК заплатила \$1 млрд. Первый взнос в размере \$600 млн выплачен, остаток в \$400 млн поступит после принятия окончательного инвестиционного решения. «Роснефти» 40%-ное участие в проекте «Карабобо-2» обошлось в \$1,2 млрд плюс предо-

ставление кредита на \$1 млрд государственной PdVSA.

По мнению экспертного сообщества, за публично заявленной платой стоят скрытые кредиты в виде политической поддержки режима Уго Чавеса. Если так, то эти проекты отягощены дополнительными рисками, связанными с привязкой к личности ныне действующего президента страны.

Боливия

В рейтинге 18 стран региона Боливия занимает 6-е место по общей привлекательности ресурсной базы и 10-е место по потенциалу ГРП.

Боливия — преимущественно газовая страна, и из российских компаний интерес к ней пока проявил только «Газпром». Плацдармом деятельности газового концерна служат два проекта в пределах блоков Сунчал, Асеро и Карауайчо нефтегазоносного бассейна Субандино Сур на юго-востоке страны. Потенциал газоносности этих блоков оценивается в пределах 300 млрд м³.

Первый проект охватывает лицензионные участки Ипати и Акийо с разведанными запасами 176,3 млрд м³ природного газа (категория C₁+C₂) и 14,8 млн тонн газового конденсата. В 2010 году французская Total согласилась уступить «Газпрому» часть своей доли в проектах «Ипати» и «Акийо». В 2012 году боливийский пар-

Проекты в Венесуэле часто связаны с высоковязкой нефтью, что предопределяет высокие затраты и риски, не говоря уже о политических

Бразилия лидирует среди 18 стран Латинской Америки по рейтингу ожидаемых открытий в ходе ГРП

марной добычей около 12 тыс. барр в сутки. Утвержденный недавно бизнес-план предусматривает общий объем извлечения в 78 млн барр, а также сейсмические исследования и строительство скважин для подтверждения

Нефтегазовый потенциал Латинской Америки, млрд барр н.э.

	Доказанные запасы	Потенциал ГРП	Рейтинг по потенциалу ГРП	Доказанные + неразведанные запасы	Итоговый рейтинг страны
Венесуэла	127,9	41,1	2	169,0	1
Бразилия	14,7	87,3	1	102,0	2
Мексика	12,7	31,5	3	44,2	3
Суринам	0,1	21,0	4	21,1	4
Аргентина	5,2	10,2	5	15,4	5
Боливия	4,9	6,4	10	11,3	6
Тринидад и Тобаго	2,7	7,2	8	10,0	7
Колумбия	2,0	7,3	7	9,3	8
Фолклендские о-ва	0,0	9,0	6	9,0	9
Куба	0,5	7,1	9	7,6	10
Перу	2,4	4,7	11	7,1	11
Эквадор	4,7	1,1	15	5,8	12
Гайана	0,0	3,5	12	3,5	13
Чили	0,7	1,5	14	2,3	14
Парагвай	0,0	1,9	13	1,9	15
Уругвай	0,0	0,4	16	0,4	16
Гренада	0,0	0,1	17	0,1	17
Фр. Гвиана	0,0	0,0	18	0,0	18

Источник: ННК

Добыча нефти и газа российских компаний в Латинской Америке, тыс. барр/д н.э.

Российская компания	Страны
	Венесуэла
ТНК-ВР	
4 кв. '2010	–
3 кв. '2011	25
4 кв. '2011	38
2011 г. в среднем	17

Источник: ТНК-ВР

ламент одобрил соглашение, в результате долевое участие «Газпрома», чьи интересы представляет компания Gazprom International, составит 20%, Total — 60%, аргентинской Tescpetrol — 20%.

На блоке Ипати компания Total в 2004 году открыла газовое месторождение Inchahuasi.

В 2011 году скважина Акио Х-1001 на блоке Акио подтвердила наличие газа на глубине 5410 метров в северной части Инкауаси. В январе 2012 года на газовом месторождении Инкауаси началось бурение второй скважины. Промышленная добыча на месторождении должна начаться в 2013–2014 годах.

Недавно определилась судьба второго проекта российского кон-

церна в Боливии — по блоку Асиро (Azero). Переговоры «Газпрома» с разработчиками проекта боливийской YPF и Total длились более трех лет. По сообщению Интерфакса со ссылкой на регионального менеджера «Газпрома», переговоры успешно завершены и в июне ожидается официальное подписание контракта. YPFB сохранит 55% в проекте, оставшуюся долю поровну поделят «Газпром» и Total.

На месторождении планируется добывать 9,5 млрд кубометров газа в год. Стоимость проекта национальное правительство Боливии оценивает в \$4,5 млрд. По сведениям Интерфакса, «Газпром» ожидает доходность проекта на уровне 15%. Однако по

боливийским законам иностранные компании допускаются в отрасль только в качестве поставщика сервисных услуг.

Куба

Куба — четвертая страна в Латинской Америке, где работают

В Бразилии Россию представляет только ТНК-ВР, 45%-ное участие в проекте стоимостью \$14 млрд сулит компании 50 тыс. барр/сут.

российские компании. Согласно сообщениям ННК о проведении оценочных исследований нефтегазового потенциала Кубы, территория острова признана малопер-

Боливия — преимущественно газовая страна, и из российских компаний интерес к ней пока проявил только «Газпром»

спективной зоной. Отчасти это подтверждает опыт работы ОАО «Зарубежнефть», проводившего по соглашению с кубинской компанией Cubapetroleo с 2010 года геологоразведку на четырех блоках,

два из которых расположены на суше, два других — на шельфе.

У концерна в Боливии два проекта, второй — стоимостью в \$4,5 млрд и 22,5%-ным участием «Газпрома» — обещает 9,5 млрд м³ газа в год

Результаты сейсморазведки показали малую перспективность одного из сухопутных блоков и подтвердили наличие благоприятных для скопления углеводоро-

По оценочным исследованиям нефтегазового потенциала Кубы, территория острова признана малоперспективной зоной

дов структур на морском блоке L. От малоперспективного блока компания решила отказаться, а на морском блоке в августе 2012 года должно начаться бурение первой скважины.

Вместе с тем вслед за «Зарубежнефтью» в экономическую зону Кубы на шельфе Мексиканского залива пришла и «Газпром нефть»

Вторым приоритетным проектом «Зарубежнефти» на Кубе будет доразведка, увеличение нефтеотдачи пласта и ввод в промышленную эксплуатацию месторождения Бока де Харуко,

Для ЛУКОЙЛа прошлый год омрачен двумя антисобытиями: компания прекратила деятельность по проектам «Хунин-3» в Венесуэле и «Кондор» в Колумбии

о чем в июне 2011 года подписан договор с Subapetroleo сроком на 25 лет.

Неожиданную инициативу проявила наша Matra Petroleum с намерением приобрести испанскую Vetra: на ее долю в регионе приходится 3,5 тыс. барр/сут.

Знаковым событием последнего года можно считать приход на Кубу второй российской компании. «Газпром нефть» присо-

единилась к проекту разведки и разработки четырех глубоководных блоков в эксклюзивной экономической зоне Кубы на шельфе Мексиканского залива. Малайзийская компания Petronas уступила российской компании 30% в проекте, сохранив за собой остальные 70%. Бурение первой скважины на структуре Catoche планировалось на первую половину 2012 года.

Другие события

Национальный нефтяной консорциум России за пределами Венесуэлы проводил комплекс работ по изучению нефтегазового потенциала шельфов Никарагуа и Кубы. По сообщениям, на тихоокеанском шельфе Никарагуа в бассейне Сандино якобы был выделен первоочередной объект для бурения, содержащий 2,7 млрд баррелей нефти, а ресурсы всего бассейна оценены в 10 млрд баррелей нефти. Однако за последний год новой информации о развитии работ по этому направлению нет.

Gazprom International, единый оператор зарубежных проектов «Газпрома», ведет переговоры о возможности геологоразведки в Парагвае, Уругвае, получил предложения от Доминиканы и организовал представительство в Бразилии.

Для ЛУКОЙЛа прошедший год в регионе омрачен двумя антисобытиями: компания прекратила деятельность по проектам «Хунин-3» в Венесуэле и «Кондор» в Колумбии.

На Хунине компания сочла проект слишком рискованным и тяжелым в техническом и финансовом отношении, чтобы вести его в одиночку. Как поясняли менеджеры компании «ЛУКОЙЛ Оверсиз», участок расположен в дельте реки Ориноко в удалении от НПЗ.

Вязкость нефти исключает возможность доставки по трубопроводу и требует строительство апгрейдера, что для одного месторождения нерентабельно. Были предложения передать проект «Хунин-3» ННК с подключением к апгрейдеру проекта «Хунин-6»,

однако сведений о каких-либо решениях на этот счет пока нет.

Колумбийский проект ЛУКОЙЛ с принадлежавшей компании 70%-ной долей делил с национальной компанией EcoPetrol. В 2007 году в пределах блока на структуре Медина было открыто месторождение. Однако триумф был недолгим: скважина-открывательница оказалась малодебитной, а вторая разведочная скважина — сухой.

Попытки найти соинвестора не увенчались успехом, коммерческих запасов обнаружено не было. Несмотря на потраченные на проект 10 лет и \$200 млн, были широко озвучены намерения выйти из проекта. Однако официальных подтверждений пока не было, и на сайте «ЛУКОЙЛ Оверсиза» колумбийский проект все еще фигурирует как действующий.

В последнее время неожиданную инициативу проявила независимая компания Matra Petroleum. По сообщениям Интерфакса, компания намеревается приобрести испанскую Vetra, владеющую углеводородными активами в Латинской Америке. Для этой сделки Matra предполагает привлечь в консорциум AAR (Alfa Access Renova). Стоимость Vetra оценивается в \$500 млн.

Если сделка состоится, то плацдарм российского присутствия в регионе значительно расширится. Vetra владеет активами в Колумбии (доли в 14 блоках), Эквадоре, Перу, Мексике, Венесуэле, Тринидаде и Тобаго, а также в США. На принадлежащих компании участках суммарно добывается 34 тыс. баррелей нефти в сутки, доля Vetra в добыче составляет 3,5 тыс. барр/сут.

По предположениям некоторых аналитиков, конечным владельцем активов Vetra может стать ТНК-ВР. Учитывая зарубежные амбиции этой компании, такая возможность представляется вполне вероятной. Стратегия ТНК-ВР предусматривает становление в качестве крупнейшей международной компании с увеличением доли зарубежных проектов в добыче с 2% в настоящее время до 10% к 2020 году. 



23-26 октября 2012

НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ

13-я межрегиональная выставка
технологий и оборудования для нефтяной,
газовой и химической промышленности

Официальная поддержка:
Правительство Пермского края,
Администрация города Перми,
Торгово-промышленная палата Пермского края



Выставочный центр
ПЕРМСКАЯ ЯРМАРКА

Место проведения
Специализированный
выставочный комплекс
«Пермская ярмарка»

614077, Россия, Пермь,
бульвар Гагарина, 65
(+7 342) 262-58-58
www.exporperm.ru

Время работы выставки
23 октября: 12.00-18.00
24-25 октября: 10.00-18.00
26 октября: 10.00-15.00

ПОПУТНЫЙ НЕФТЯНОЙ ГАЗ МОЖЕТ РАБОТАТЬ ЭФФЕКТИВНО

**ПРИМЕНЕНИЕ ГАЗОДОЖИМНЫХ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ «ЭНЕРГАЗ-ENERPROJECT»
ДЛЯ РАЦИОНАЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПНГ**

Мировая практика и российский опыт подтверждают: задача рационального применения ПНГ многогранна и потому интересна специалистам, важна для государства, бизнеса и общества. Чтобы полнее представить попутный нефтяной газ как природное явление, приведем некоторые определения и авторитетные суждения. Попутный нефтяной газ — смесь углеводородов, получаемых при добыче и сепарации нефти. Это побочный продукт нефтедобычи. Состоит из метана, этана, пропана, изобутана, бутана. Включает также другие примеси различного состава и фазового состояния.

Существует несколько альтернатив сжиганию попутного газа. Среди них выделяется поставка ПНГ на химические и газоперерабатывающие производства, что требует создания инфраструктуры подготовки и транспортировки. Все шире распространяется использование ПНГ в качестве топлива при производстве электрической энергии (ГТЭС, ГПЭС) непосредственно в районах нефтедобычи. Электроэнергия, получаемая на основе попутного газа, позволяет значительно повысить обеспеченность этих регионов собственными мощностями и сократить энергопоставки из Единой энергетической системы страны. Устойчивый рост тарифов на электроэнергию делает такое использование ПНГ перспективным и экономически выгодным.

О. В. ШЕРШНЕВ
Руководитель отдела реализации проектов
ООО «ЭНЕРГАЗ»

И все же, нефтяной газ — это полезное ископаемое, «попутная» добыча и использование которого доставляет немало головной боли, пока не будет достигнут приемлемый экономический и экологический эффект. Тем ценнее результат.

Выбор решения

Еще несколько лет назад утверждения экспертов изобиловали удручающими цифрами. Сжигание попутного газа на факелах нефтепромыслов вело к ко-

лоссальным потерям ценного химического сырья. Сотни миллиардов рублей ежегодно улетали в трубу. Экологические потери от сжигания ПНГ измерялись не только финансовыми убытками, но и политическими, социальными, нравственными потерями — падением международного престижа России, ухудшением здоровья сограждан, уничтожением родной природы.

Поворотным моментом в отношении к проблеме утилизации ПНГ со стороны государства и нефтегазового сообщества ста-

ло известное постановление Правительства РФ от 8 января 2009 года №7 «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках». Этим документом, в частности, установлен контрольный показатель сжигания газа в размере не более 5% от объема добытого ПНГ.

За прошедшие годы отмечен положительный сдвиг в реализации правительственных решений. Организационные, экономические, технологические меры нефтяных компаний, подкрепленные обоснованными прогнозами развития нефтегазохимии, дают результат. По данным Минприроды, «Сургутнефтегаз» и «Татнефть» устойчиво выполняют норматив (95%) по обязательной утилизации и рациональному использованию ПНГ. На этот показатель вышла и компания ЛУКОЙЛ.

Показательно, что «Сургутнефтегаз» за счет попутного газа вырабатывает местными ГТЭС и ГПЭС 35% необходимой электроэнергии. Ежедневно для собственной генерации (установленная мощность 631,5 МВт) здесь используют около 4 млн

Фото 1. Газодожимная КС ангарного типа для обеспечения топливом ГТЭС-12 Игольско-Талового месторождения



кубометров ПНГ. В 2012 году «Сургутнефтегаз» планирует покрывать половину своих энергетических потребностей за счет попутного газа.

Сегодня ученые и законодатели заняты совершенствованием экономических основ добычи и переработки попутного газа, разработкой новых мер по стимулированию этой отрасли. Законопроект «Об использовании попутного нефтяного газа и о внесении изменений в отдельные законодательные акты», инициированный Российским газовым обществом и Комитетом Государственной Думы РФ по энергетике, прошел экспертизу в Правительстве РФ и после доработки внесится на рассмотрение Государственной Думы.

Минэнерго России констатирует: в 2011 году добыто 66 млрд кубометров ПНГ, из них 16 млрд сгорело на факелах. Уровень использования попутного газа в целом составил уже 75,7%. Т.е. практикам есть где приложить свои усилия. Однако предстоит еще раз убедиться в точности выбора путей полезного применения ПНГ.

По итогам экономического анализа специалисты предлагают пять вариантов:

- Генерирование электроэнергии для нефтепромыслов;
- Генерирование электроэнергии для поставки на региональный рынок;
- Использование ПНГ для производства сжиженного нефтяного газа (СНГ), нефтехимической продукции и сухого газа;
- Применение попутного газа при производстве дизельного топлива или метанола (технология «газ в жидкость»);
- Обратная закачка газа в пласт для повышения нефтеотдачи.

Полноценное решение этих задач достигается с учетом ряда особенностей:

- Попутный газ получают путем сепарирования от нефти в многоступенчатых сепараторах. Давление на ступенях сепарации значительно отличается и может составлять 16–30 бар на первой ступени и до 0,5–1,5 бар на последней ступени. Давление и температура получаемого продукта определяются технологи-

Табл.1. Дожимные компрессорные установки ENERPROJECT для газовых турбин ГТЭС		
Месторождение, где расположена ГТЭС	Тип ДКУ	Кол-во
Конитлорское	EGS-S-250/1100 WA	3
Западно-Камынное	EGS-S-250/1100 WA	3
Мурьяунское	EGS-S-250/1100 WA	3
Юкьявинское	EGS-S-250/1100 WA	3
Северо-Лабатьюганское (ГТЭС-24)	EGS-S-250/1100 WA	3
Тромьеганское	EGS-S-150/400 WA	3
Южно-Хыльчунское	EGS-S-380/1600 WA	4
Западно-Чигоринское	EGS-S-150/400 WA	3
Верхне-Надымское	EGS-S-250/1000 WA	3
Талаканское	EGS-S-250/1200 WA	6
Рогожниковское (ГТЭС №1)	EGS-S-250/1200 WA	3
Тевлинско-Русскинское	EGS-S-400/1750WA	3
Рогожниковское (дизель-привод на ГТЭС №1)	EGS-S-180/800 A-PE	1
Верх-Тарское	EGS-S-65/250 WA	1
Рогожниковское (ГТЭС №2)	EGS-S-250/1000 A	3
Ватьёганское	EGS-S-400/1750WA	4
Северо-Лабатьюганское (ГТЭС-36)	EGS-S-400/1500WA	6
Игольско-Таловое	EGS-S-250/850 WA	2
Гежское	EGSI-S-140/300 WA	1

ей сепарирования смеси вода–нефть–газ, поступающей из скважины;

- Специфической особенностью является, как правило, незначительный объем получаемого попутного газа. Содержание углеводородов C_3+ может изменяться в диапазоне от 100 до 600 г/м³. При этом состав и количество ПНГ — не постоянная величина, возможны как периодические (сезонные), так и разовые колебания (нормальное изменение значений — до 15%);

- Специалистам известна закономерность: чем выше ступень сепарации нефти, тем ниже качество газа. Попутный газ 1-й и 2-й ступеней обычно отправляется на газоперерабатывающие заводы. Значительные трудности всегда вызывает использование ПНГ последней ступени сепарации — с давлением менее 5 бар. Поэтому такой газ до недавнего времени попросту сжигался на факелах.

Перечисленные особенности обусловили возрастание значения подготовки попутного газа (очистки, осушки, компримирования) при наиболее распространенных способах его использования на месторождениях:

- Транспортировка по газопроводам для последующей переработки;

- Применение в качестве топлива для выработки электроэнергии.

Именно на этих направлениях заметный опыт накоплен российской компанией «ЭНЕРГАЗ», входящей в швейцарскую промышленную группу ENERPROJECT.

Технологии и проекты

Специалисты отмечают следующие преимущества подготовки ПНГ на базе дожимных компрессорных установок (ДКУ) Enerproject:

- Опыт работы с тяжелыми нефтяными газами плотностью до 3,0 кг/м³;
- Возможность длительной эксплуатации при подаче агрессивного газа с высоким содержанием сероводорода (H₂S);
- Способность надежной работы ДКУ при крайне низких входных давлениях;
- Возможность регулирования производительности в диапазоне от 0 до 100%;
- Опыт бесперебойной эксплуатации модульных компрессорных установок в экстремальных климатических условиях;

Табл.2. Дожимные компрессорные установки ENERPROJECT для транспортировки ПНГ

Месторождение, где расположена компрессорная станция	Тип ДКУ	Кол-во
Биттёмское	EGS-S-350/1300 WA	3
Алехинское	EGS-S-650/1500 WA	5
Ульяновское	EGS-S-150/400 WA	2
Быстринское	EGSI-S-300/400 A	2
НГДУ "Комсомольскнефть" (ДНС-1)	EGSI-S-100/150 A	2
Ай-Пимское	EGSI-S-430/850 WA	4
НГДУ "Комсомольскнефть" (ДНС-2)	EGSI-S-100/150 A	3
Федоровское (ЦППН)	EGSI-S-370/400 WA	2
НГДУ "Комсомольскнефть" (ЦППН)	EGSI-S-100/150 A	2
Лянторское	EGSI-S-370/400 WA	2
Федоровское (ЦКПН)	EGSI-S-370/400 WA	2
Варандейское	EGSI-S-60/60 A	3
Западно-Могутловское*	EGSI-S-180/850 WA	1
Вынгапуровское (ДНС-1)*	EGSI-S-150/200 WA	1
Речицкое*	EGSI-S-640/650 WA	2
Еты-Гуровское*	EGSI-S-150/200 WA	1
Вынгапуровское (ДНС-3)*	EGSI-S-470/700 WA	2
Ярайнерское*	EGSI-S-150/200 WA	1
Вынгайинское*	EGSI-S-150/200 WA	1
Мурьянское*	EGSI-S-430/850 WA	3

* Проекты находятся на стадии реализации

Фото 2. Цех контрольной проверки нефти НГДУ Федоровскнефть («Сургутнефтегаз»). Дожимные установки готовят ПНГ для транспортировки



- Автоматизация группового регулирования и взаимодействия нескольких ДКУ для оптимизации технологических процессов.

Начиная с 2007 года инженеры компании «ЭНЕРГАЗ» ввели в эксплуатацию около 100 ДКУ Enerproject для рационального использования попутного газа непосредственно на месторождениях ведущих российских нефтяных компаний.

Часть этих ДКУ применяются для подготовки и подачи ПНГ в качестве топлива на газотурбинные установки автономных газотурбинных электростанций (табл.1, фото 1).

Другие ДКУ Enerproject действуют на объектах, предназначенных для сбора, сепарации, предварительной подготовки, учета и транспортировки ПНГ на центральные пункты сбора (табл.2, фото 2).

Особенно выделяются проекты, где газодожимные установки одной компрессорной станции параллельно решают две задачи: обеспечивают топливом ГТЭС месторождения и используются для закачки попутного нефтяного газа в транспортный газопровод. Например, компрессорная станция на ДНС-3 Северо-Лабать-юганского месторождения (фото 3).

Качество подготовки ПНГ

Необходимое качество подготовки попутного газа обеспечивается комплексом инженерных решений.

Во-первых, это входной фильтр-скруббер — для очистки газа на входе в компрессор и удаления из него жидких фракций и твердых частиц. Данный фильтр имеет две ступени фильтрации и оборудован автоматической дренажной системой. Наличие этого элемента позволяет увеличить срок службы винтового компрессора и маслосистемы.

Во-вторых, учитывая, что в винтовом маслонаполненном компрессоре в процессе компримирования газ смешивается с маслом и на выход поступает газомасляная смесь, для сепарирования масла из газа устанавливается фильтр-сепаратор и каскад специальных коалесцентных фильтров. Этим обеспечивается полная очистка газа от масла. Масло возвращается по дренажным трубопроводам в маслобак, а газ на выходе из компрессорной установки содержит не более 3 ppm (мг/кг) масла. По требованию заказчика на ДКУ могут устанавливаться фильтры дополнительной очистки, после которых этот показатель не будет превышать 0,5 ppm.

В-третьих, чтобы исключить выпадение конденсата в трубопроводе (после подготовки газа в компрессорной установке), на линии нагнетания после коалесцентных фильтров установлен газовый охладитель. Газ охлаждается до температуры ниже точки росы, что «отбивает» из него весь конденсат, который удаляется при помощи центробежного сепаратора и сливается че-

рез автоматическую дренажную систему.

В-четвертых, при подготовке газа в качестве топлива для ГТЭС на установку (по желанию заказчика) ставится газомасляный теплообменник. В этом случае полностью очищенный газ нагревается до температуры подачи на газовую турбину. Решение по нагреву газа в теплообменнике позволяет использовать в качестве греющего элемента горячее масло, циркулирующее в маслосистеме, что исключает также энергозатраты на нагрев.

Подготовка ПНГ при низком входном давлении

Особого внимания специалистов заслуживают инженерные решения, на основе которых реализуется уникальная способность ДКУ Enerproject подготавливать попутный газ при крайне низких значениях входного давления (фото 4). Значимых проблем здесь несколько.

Под действием вакуума происходит выброс масла из маслосистемы во входной скруббер, поэтому необходимо отсекал входной трубопровод от основной магистрали. С этой целью компрессорные станции низкого давления оборудуются быстродействующими входными и выходными клапанами. Также из-за вакуума (или близких к нему давлений) происходит попадание воздуха в установку. Для контроля этого явления устанавливаются датчики кислорода, определяющие его содержание в газе.

И, наконец, при работе «под вакуумом» в установку идет очень тяжелый газ, который зачастую выпадает в конденсат, при этом растворяется в масле и сводит на нет его свойства. Для устранения этой проблемы применяется более вязкое масло, а процесс сжатия проходит при высокой температуре, предотвращающей выпадение конденсата при охлаждении. Кроме того, ДКУ низкого давления дополнительно комплектуются насосом откачки конденсата из входного фильтра-скруббера.

Фото 3. Компрессорная станция «ЭНЕРГАЗ-Enerproject» на ДНС-3 Северо-Лабатьюганского месторождения



Эксплуатационная надежность ДКУ Enerproject

Эксплуатационную надежность ДКУ Enerproject при различных способах рационального использования ПНГ обеспечивают следующие факторы:

- Индивидуальные инженерные решения, учитывающие состав и особенности попутного газа на конкретных месторождениях;
- Обоснованный подбор и применение специальных материалов, марок стали и комплектующих деталей при изготовлении отдельных узлов;
- Высокий уровень автоматизации, резервирования и эксплуатационной безопасности;
- Комплексные заводские испытания ДКУ;
- Максимальная степень заводской готовности при поставке на объект;
- Квалификация инженерного персонала, качество пусконаладочных работ и сервиса;
- Подтвержденный ресурс и ремонтпригодность в сложных климатических условиях;
- Значительный опыт подготовки топлива для газовых турбин различной мощности.

Компания «ЭНЕРГАЗ» (швейцарская промышленная группа ENERPROJECT) готова предложить свои возможности для сотрудничества. Приглашаем посетить наш стенд на выставке

Фото 4. ДКС низкого давления на установке подготовки нефти Варандейского м/р («Нарьянмарнефтегаз»)



«НЕФТЕГАЗ-2012» в Москве 25–29 июня. Интересующие вопросы вы можете также задать через сайт energas.ru или при личном общении с нашими специалистами. 📧

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

105082, Москва,
ул. Б. Почтовая, 34, стр. 8
Тел.: +7 (495) 589-36-61
Факс: +7 (495) 589-36-60
info@energas.ru
www.energas.ru

EWEF 2012

WWW.ACOUSTICS.GUBKIN.RU
WWW.OILRING.RU

**РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
НЕФТИ И ГАЗА ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА**

**МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
ВОЗДЕЙСТВИЕ УПРУГИХ ВОЛН НА ФЛЮИДЫ В ПОРИСТЫХ СРЕДАХ
(EWEF-2012)**

Москва, 24-28 сентября 2012



24-28.09.2012

GUBKIN RUSSIAN STATE UNIVERSITY OF OIL & GAS

**INTERNATIONAL CONFERENCE
ELASTIC WAVE EFFECT ON FLUID IN THE POROUS MEDIA (EWEF-2012)**

Moscow, September 24-28, 2012



ПРОТОКОЛ №13
расширенного совещания Экспертного совета по
механизированной добыче нефти совместно
с участниками
IX Международной конференции-выставки
«МЕХАНИЗИРОВАННАЯ ДОБЫЧА '2012»

г. Москва, гостиница «Ренессанс Москва»

19 апреля 2012 года

ПОВЕСТКА ДНЯ:

1. Основные направления деятельности Экспертного совета по механизированной добыче нефти. Докладчик Р.С.Камалетдинов, председатель Экспертного совета по механизированной добыче нефти.
2. Новая лаборатория коррозии и ее возможности в решении проблем эксплуатации промышленного оборудования. Докладчик М.Л.Медведева, д.т.н., профессор РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина.
3. Выбор кабельной линии УЭЦН с учетом рыночной конъюнктуры. Докладчик М.Я.Гинзбург, заместитель генерального директора ООО «РИТЭК-ИТЦ», Почетный член Экспертного совета по механизированной добыче нефти.
4. Малый дебит. Подходы к созданию энергоэффективной ступени. Докладчик Ш.Р.Агеев, заместитель генерального директора по науке ОАО «ОКБ БН КОННАС», Почетный член Экспертного совета по механизированной добыче нефти.

ПОСЛЕ ОБСУЖДЕНИЯ ПОВЕСТКИ ДНЯ СОВЕЩАНИЕ ОПРЕДЕЛИЛО:

1. Принять к сведению доклад «Выбор кабельной линии УЭЦН с учетом рыночной конъюнктуры» М.Я.Гинзбурга, доклад «Малый дебит. Подходы к созданию энергоэффективной ступени» Ш.Р.Агеева.
2. Рекомендовать нефтяным компаниям, заводам-изготовителям, сервисным компаниям привлекать к сотрудничеству лабораторию коррозии РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина.
3. Назначить заместителем председателя Экспертного совета по механизированной добыче нефти В.Н.Ивановского, заведующего кафедрой, профессора РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина.
4. Присвоить звание «Почетный член Экспертного совета по механизированной добыче нефти» Г.Р.Мухаммадееву.
5. Членам Экспертного совета подать предложения по тематике семинаров, конференций, планируемых к проведению в 2012 году. Срок — до 15 июня 2012 года.
6. Следующее совещание Экспертного совета по механизированной добыче нефти провести в октябре 2012 года.
7. Членам Экспертного совета подать предложения по повестке дня 13 совещания Экспертного совета по механизированной добыче нефти. Срок — 15 сентября 2012 года.

Протокол составил Р.С.Камалетдинов

ОРГКОМИТЕТ: (495) 510-57-24
artlift@ngv.ru; www.ngv.ru

ОРГАНИЗАТОРЫ



ЭКСПЕРТНЫЙ СОВЕТ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР



СПОНСОРЫ



СПОНСОРЫ
КОФЕ-БРЕЙКОВ



НЕТ ОСЛОЖНЕННЫХ СКВАЖИН, ЕСТЬ ОСЛОЖНЕННЫЕ РЕЖИМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ



ВИКТОР МЕЛЬНИЧЕНКО
 Главный специалист Департамента добычи нефти и газа ОАО «НК «Славнефть»
 (Доклад «Вопросы определения оптимального режима эксплуатации скважины»)



Данный доклад посвящен вопросу экономической эффективности эксплуатации скважины с УЭЦН, когда на одной чаше весов дополнительный прирост добычи нефти, а на другой — снижение надежности работы УЭЦН вследствие возникновения осложнений при эксплуатации. Доказано, что существует объективная зависимость снижения надежности работы УЭЦН при снижении забойного давления. Показаны на качественном и количественном уровне, какие осложняющие факторы и как влияют на эту зависимость. Существует объективная

зависимость между надежностью УЭЦН и режимом работы. Нет осложненных скважин, есть осложненные режимы эксплуатации. Понимание коренных причин снижения надежности работы УЭЦН при снижении забойного давления позволяет прогнозировать изменение параметров работы системы «пласт-скважина-насос», то есть технологических факторов, и планировать адресные мероприятия по нейтрализации негативных осложнений с соответствующей оценкой экономической целесообразности их проведения.

так как величина оптимального забойного давления смещается в сторону больших значений.

Следующим этапом необходимо было понять, а почему все-таки снижается надежность УЭЦН при снижении забойного давления. То есть необходимо было определить объективные причины данной зависимости; попытаться описать механизмы отказов, их физическую сущность; разработать экономически обоснованные мероприятия по снижению влияния негативных факторов, для того чтобы наработка на отказ была на плановом уровне с соблюдением экономической эффективности.

В рамках поставленной задачи была построена схема взаимосвязи между забойным давлением и средней наработкой на отказ. По мере изменения забойного давления происходят соответствующие изменения технологических факторов эксплуатации, которые, в свою очередь, влияют на интенсивность отказов по каждому механизму отказа.

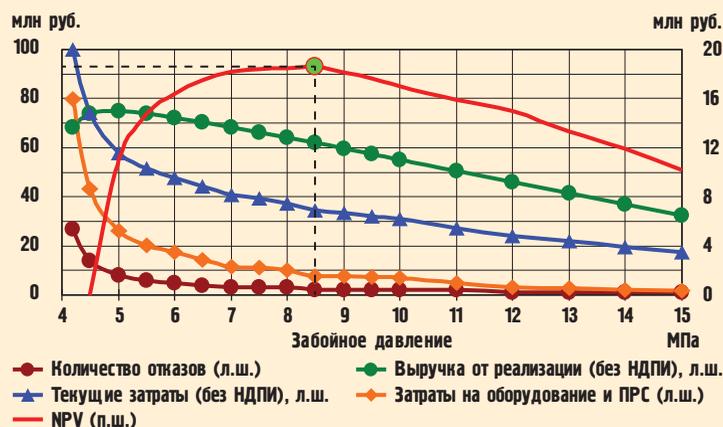
Изменение последних приводит к изменению средней наработки на отказ; ее величина — по теории надежности — равняется единице, деленной на сумму интенсивностей отказов.

В предыдущих докладах конференций были представлены графики зависимостей наработки оборудования от забойного давления, где видно, что по мере снижения забойного давления надежность УЭЦН снижается. Соответственным образом была просчитана экономика, показывающая, что существует оптимальная точка, при которой мы получаем технологически максимальную прибыль (см. «Экономическая эффективность различных режимов работы скважины с УЭЦН»).

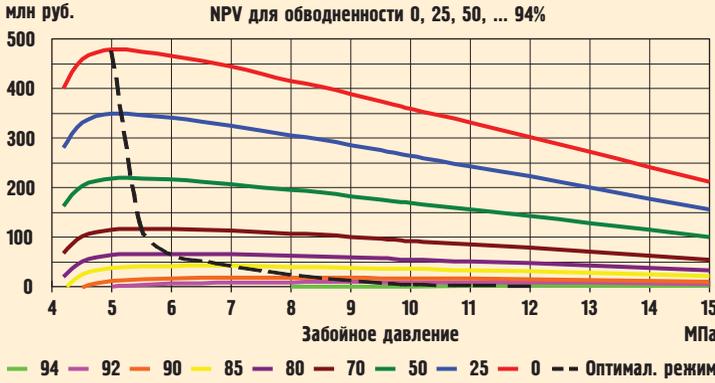
Соответственно, было показано, что оптимальная точка зависит от обводненности (см. «Экономическая эффективность эксплуатации скважины для различной обводненности»). Чем выше обвод-

ненность продукции, тем вопрос эффективности более актуален,

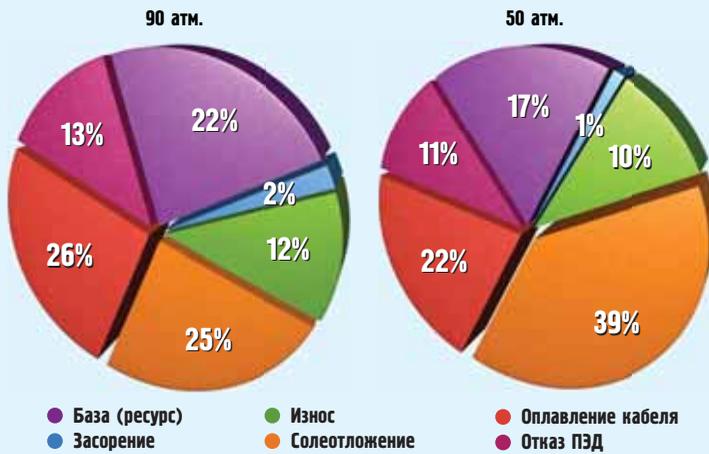
Экономическая эффективность различных режимов работы скважины с УЭЦН



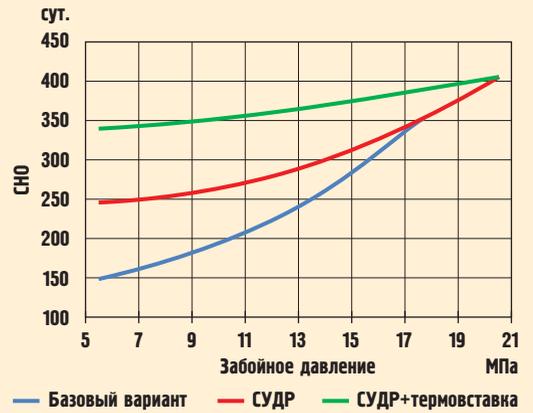
Экономическая эффективность эксплуатации скважины для различной обводненности



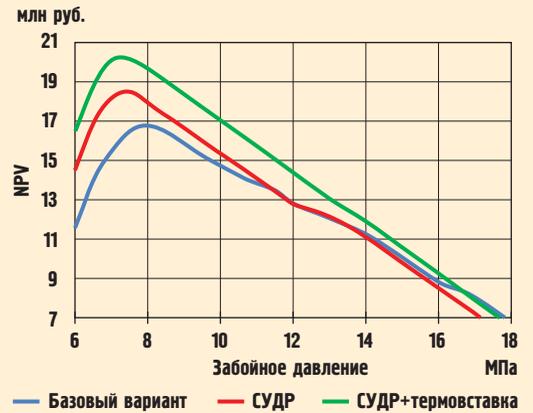
Зависимость надежности УЭЦН от технологических факторов



Расчетная зависимость СНО от забойного давления для пластов группы «ЮВ» при различной компоновке оборудования УЭЦН



Экономическая эффективность различных режимов работы скважины УЭЦН с УДР и термовставкой



В рамках данной схемы необходимо было определить технологические факторы эксплуатации, которые зависят от забойного давления и, в свою очередь, влияют на интенсивности отказов УЭЦН. Для этого необходимо было понимание функционирования системы «пласт–скважина–насос», понимание физической сущности отказов, знание теории надежности.

Основываясь на анализе характера и причин отказов УЭЦН, были выделены следующие механизмы отказов: (I) засорение насоса механической примесью, (II) износ рабочих органов насоса, (III) отложение твердой фазы на рабочих органах насоса, (IV) отказ кабельной линии, (V) отказ ПЭД.

Рассмотрев физическую сущность отказов для каждого меха-

низма, были построены математические зависимости интенсивности отказов от влияющих технологических факторов.

Так, для механизма отказа «засорение насоса» была выявлена прямо пропорциональная зависимость интенсивности отказов по этому механизму от КВЧ, что и подтверждается практикой. Принимая допущение, что при изменении КВЧ интенсивность отказов по другим механизмам не изменна, была определена расчетная модель и сопоставлена с фактическими данными, которые подтвердили ее право на существование.

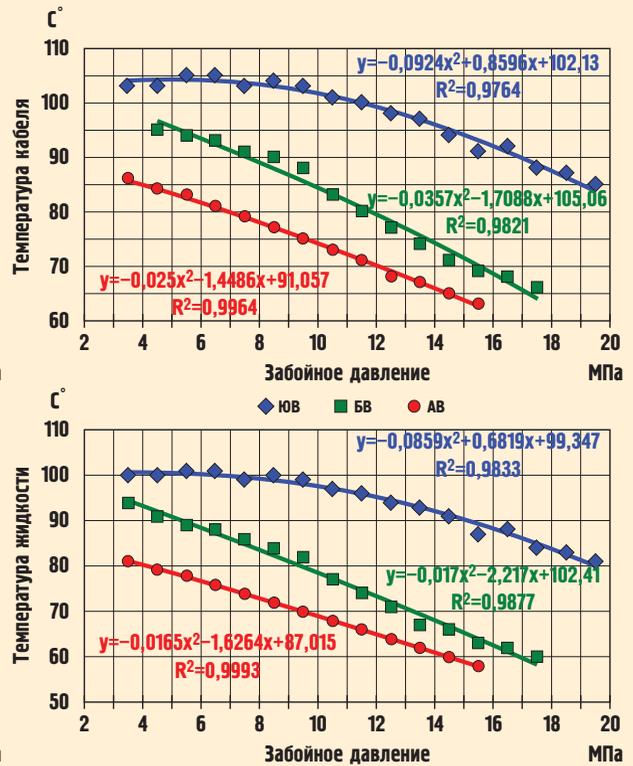
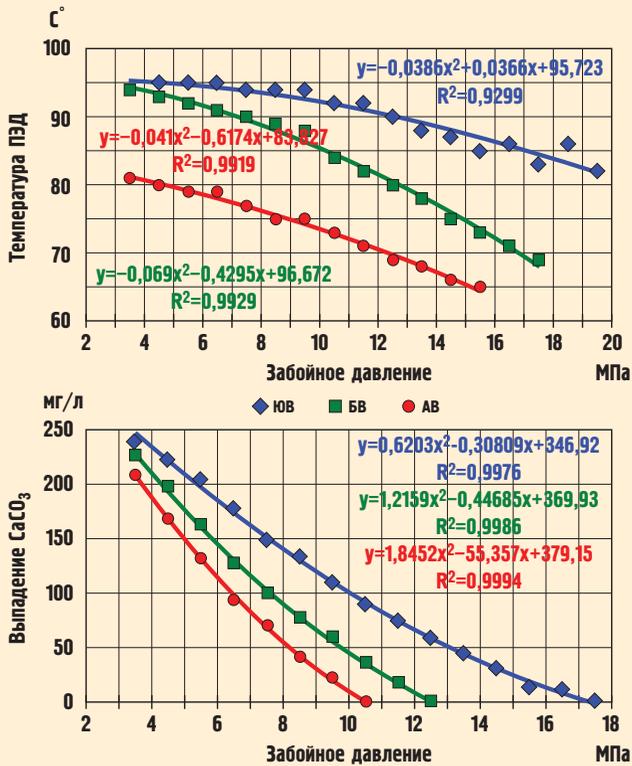
Таким же путем были построены расчетные модели для остальных механизмов отказов. Интенсивность отказа по «абразиву» прямо пропорциональна содер-

жанию абразивных частиц в продукции скважины, интенсивность отказа по солеотложению прямо пропорциональна избыточному содержанию CaCO_3 и т.д.

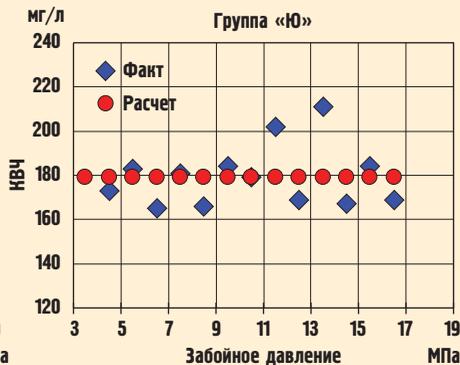
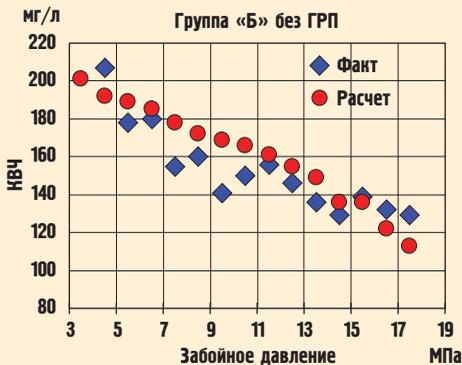
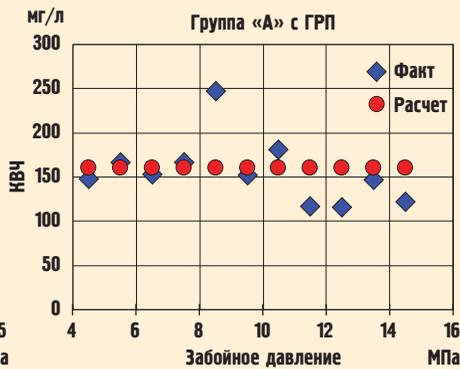
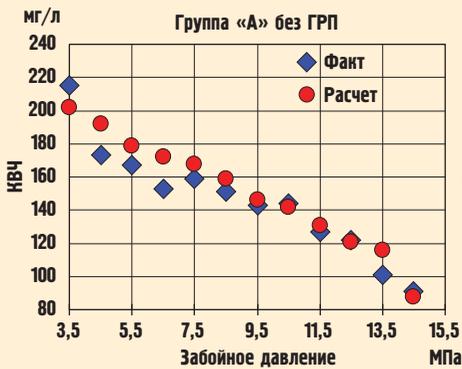
Таким образом, после ряда преобразований с применением многофакторного анализа промышленных данных была установлена зависимость надежности УЭЦН от технологических факторов (см. «Зависимость надежности УЭЦН от технологических факторов»).

Там же приведена рассчитанная структура отказов УЭЦН скважин пластов группы «ЮВ» для различных забойных давлений. Из диаграмм видно, что при забойном давлении в 90 атм основную долю в отказ погружного оборудования УЭЦН вносят такие механизмы, как «оплавление кабеля»

Зависимость технологических факторов от забойного давления



Зависимость КВЧ от забойного давления



и «солеотложение»; при снижении же забойного давления до 50 атм основную роль начинает играть «солеотложение» на фоне снижения доли других механизмов. В дальнейшем необходимо было связать забойное давление и технологические факторы, основываясь на понимании функционирования системы «пласт-скважина-насос». В рамках данной работы были построены диаграммы, отображающие взаимосвязь технологических факторов и забойного давления. На представленных рисунках (см. «Зависимость технологических факторов от забойного давления») видно, что по мере снижения забойного давления увеличивается рабочая температура узлов УЭЦН и интенсифицируется выпадение солей, что приводит к снижению общей надежности погружного оборудования.

Таким же образом на базе механики разрешения пласта с использованием критерия разрушения Мора-Кулона были построены теоретические зависимости объема выносимой механической примеси от забойного давления. Сопоставление этих зависимостей с

промысловыми данными показали их хорошую сходимость.

Необходимо отметить, что данные закономерности работают для скважин, не подверженных ГРП, или если прошло более двух лет после ГРП. В случае же скважин, подверженных ГРП в течение двух последних лет до рассматриваемого периода, вынос КВЧ носит хаотичный характер (см. «*Зависимость КВЧ от забойного давления*»).

Таким образом, была получена расчетная схема, позволяющая описать взаимосвязь между забойным давлением и надежностью работы погружного оборудования УЭЦН. Расчет для группы «ЮВ» показывает, что для пластов «ЮВ» при снижении забойного давления ниже 100 атм значительно возрастает интенсивность отказа по солеотложению, также растет интенсивность отказа кабельной линии.

Данный анализ позволяет прогнозировать различные осложнения эксплуатации при изменении режима работы скважины с УЭЦН и планировать мероприятия по их «нейтрализации». Например, появилась возможность смоделировать ситуацию, когда мы устанавливаем на скважине УДР для «борьбы с солями». Допуская 100%-ную эффективность этого мероприятия, обнуляем интенсивность отказа по солям и получаем новую кривую наработки (см. «*Расчетная зависимость СНО от забойного давления для пластов группы «ЮВ»...*»).

Другая модель — добавляем термовставку, то есть снижаем интенсивность отказов по оплавлению кабеля и прогнозируем второй вариант с добавлением термовставки.

Таким образом, получаем различные варианты кривых зависимости наработки от забойного дав-

ления при различных компоновках, следовательно, возможность прогнозировать кривые эффективности эксплуатации при различных вариантах компоновки (см. «*Экономическая эффективность различных режимов работы скважины УЭЦН с УДР и термовставкой*»).

При установке УДР видно, что эффективность растет и есть возможность эффективно эксплуатировать скважину с УЭЦН при меньших забойных давлениях, но не всегда. Необходимо анализировать, в какой точке есть эффект. Так, выше 110–120 атм нет смысла устанавливать УДР, так как экономически это нецелесообразно.

Термовставка, в принципе, дает эффект при всех режимах работы скважины (для пластов группы «ЮВ»), и появляется возможность еще меньше снизить забойное давление, оптимальное для эксплуатации. 

ПОДГОТОВКА К ОСЕННЕ-ЗИМНЕМУ ПЕРИОДУ НА ОСТРОВЕ САХАЛИН БУДЕТ ОТМЕЧЕНА ПУСКОМ 5-ГО ЭНЕРГОБЛОКА ЮЖНО-САХАЛИНСКОЙ ТЭЦ-1



Смонтированная двухступенчатая ДКУ

Зима в России всегда наступает неожиданно. Эту сезонную шутку решили исправить на Сахалине и поистине подготовить сани летом. Благодаря инвестиционной программе «РАО Энергетические системы Востока» в июне-июле 2012 года на Южно-Сахалинской ТЭЦ-1 запланирован пуск 5-го энергоблока мощностью 91,2 МВт. За последние годы это самый крупный новый энергообъект на Дальнем Востоке. Здесь же продолжается строительство 4-го энергоблока мощностью 139,1 МВт, запуск которого намечен на первый квартал 2013 года.

Ввод в эксплуатацию двух новых высокоэффективных энергоблоков позволит повысить коэффициент полезного действия станции до 50% (на данный момент КПД ТЭЦ-1 составляет 34–36%). Это создаст маневренные возможности для покрытия пиковых нагрузок и устранил дефицит мощности в Сахалинской энергосистеме.

На 5-м энергоблоке работу двух газотурбинных установок марки LM 6000 PF производства General Electric обеспечит система подготовки топливного газа «ЭНЕРГАЗ-Enerproject». В ее состав входят три дожимные компрессорные установки (ДКУ) ENERPROJECT марки EGSI-S-400/1200-130/1200WA и блок подготовки топливного газа (БПТГ) типа GS-FME-2400/11 производства компании «ЭНЕРГАЗ».

Возможности двухступенчатых ДКУ позволяют компримировать газ в два этапа — без промежуточного охлаждения. Данная технология обеспечивает стабильную работу компрессорных установок во всем диапазоне изменения давления на всасывании вне зависимости от питающей линии. БПТГ осуществляет сепарацию и коммерческий учет газа до его подачи в ДКУ и турбины энергоблока. В настоящее время специалисты компании «ЭНЕРГАЗ» (швейцарская промышленная группа ENERPROJECT) завершили монтаж оборудования БПТГ и компрессорных установок.

Подготовку топливного газа для трех турбин 4-го энергоблока также будет осуществлять дожимная компрессорная станция Enerproject. Доставку компрессорных установок на этот объект и весь комплекс работ по шефмонтажу и пусконаладке оборудования проведет российская компания «ЭНЕРГАЗ».

Южно-Сахалинская ТЭЦ-1 входит в состав ОАО «Сахалин-энерго» — дочернего предприятия «РАО Энергетические системы Востока». Сегодня ТЭЦ — крупнейший энергоисточник региона — обеспечивает электричеством 60% населения Сахалинской области и дает тепло потребителям Южно-Сахалинска.

13-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ»



В Москве в гостинице «Аэро-стар» (Ленинградский проспект, д. 37, корпус 9) 31 октября — 2 ноября 2012 года состоится 13-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы».

Организаторами мероприятия выступают Российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ИСоТА), Центр развития колтюбинговых технологий (г. Москва) и научно-практический журнал «Время колтюбинга». Мероприятие проходит при поддержке Мини-



стерства энергетики РФ. Председателем Оргкомитета является председатель ученого совета Центра развития колтюбинговых технологий Л.М.Груздилович.

Эта ежегодная конференция — старейший в России профессиональный форум для специалистов нефтегазового сервиса.

1-я Всероссийская конференция по колтюбинговым технологиям и 2-я Всероссийская научно-техническая конференция по проблемам колтюбинга в нефтегазовом комплексе России более десятилетия назад определили основные сложности развития отечественного нефтегазового сервиса и наметили пути их решения. Тогда, на рубеже нулевых, такие конференции были в новинку. Однако и теперь в многообразии предложений наша конференция не только не потерялась, но и окрепла, стала авторитетной и известной.

Она приобрела статус международной, расширила тематику, что отразилось и в названии, но, самое главное, стала настоящим клубом единомышленников, площадкой эффективного обмена опытом, местом встречи сподвижников внедрения новейших технологий нефтегазового сервиса. Так что главную цель конференции можно определить как создание возможности для формального и, что не менее важно, неформального общения специалистов, для обсуждения вопросов настоящего и будущего нефтегазового сервиса, особенно внутрискважинных работ и, прежде всего, сервиса с применением колтюбинга.

Каждую осень конференция традиционно собирает аудиторию, объединяющую ведущих представителей нефтегазодобывающих, сервисных и производящих специализированное оборудование

компаний — цвет нефтегазового сервиса России и СНГ. На встречу неизменно приезжают и зарубежные специалисты из США, Канады и других стран, где интенсивно развивается нефтегазовый сервис. Они рассматривают конференцию, прежде всего, как возможность изучить особенности российского нефтесервисного рынка, информацию о котором в концентрированном виде можно получить только в процессе подобных встреч профессионалов.

В этом году, как всегда, на конференции ожидается присутствие представителей таких компаний, как «Газпром», «Роснефть», ЛУК-Ойл, ТНК-ВР, «Сургутнефтегаз», «Газпром нефть», «Башнефть», «Татнефть», «Белоруснефть», «Укрнафта», ИНТЕГРА, «Зарубежнефть», Schlumberger, Trican Well Service, Halliburton, Weatherford, NOV, Global Tubing, и других.

В первый день встречи, 31 октября, будет организован однодневный образовательный семинар «Новейшее применение колтюбинга». Акцент нынешнего курса будет сделан на новых технологиях повышения нефтеотдачи пласта, текущего и капитального ремонта скважин, а также на последних достижениях в области колтюбингового бурения. Каждому слушателю семинара будет вручен именной сертификат, подтверждающий прохождение курса. Семинар рассчитан как на сотрудников нефтегазодобывающих компаний, которые смогут ознакомиться с возможностями технологий ТКРС с применением колтюбинга, так и на представителей сервисных предприятий, заинтересованных во внедрении новых технологий и оборудования. Для специалистов из компаний, уже работающих с колтюбин-



говыми установками, несомненный интерес будет представлять раздел, посвященный анализу причин аварий при работе с ГНКТ с рассмотрением случаев из практики, а также разделы о кольтюбинговых технологиях, применяемых при проведении ТКРС.

Нынешняя конференция обещает собрать высококлассных специалистов, прошедших большую школу в лидирующих на мировом рынке компаниях. Четырнадцать лет назад во времена первой нашей конференции таких специалистов в России было в сотни раз меньше. Организаторы конференции горды тем, что и их усилия послужили развитию кадрового потенциала отечественного нефтегазового сервиса.

Акцент программы, как всегда, будет сделан на инновации и самый передовой опыт. Приглашаем принять участие в технических секциях конференции (1–2 ноября). Приветствуются выступления с докладами, о теме которых просим заявить в

Оргкомитет (cttimes@cttimes.org) не позже 1 октября 2012 года. Подробная информация для потенциальных докладчиков опубликована на сайте www.cttimes.org.

Не лишним будет отметить, что на прошлой, 12-й конференции не прозвучало ни одного чисто рекламного доклада. На это обратил внимание председатель программного комитета конференции Л.М.Груздилович, который в своем заключительном слове сказал, что каждое выступление могло бы начинаться с фразы: «Мы нашли новое решение и хотим им с вами поделиться». В этой фразе — сам дух конференции, ее миссия: передавать знания, делиться идеями, дружить.

В рамках конференции 1–2 ноября будет организована специализированная выставка, где можно представить потенциальным потребителям продукцию и услуги компании, организовать презентацию, провести переговоры. О намерении арендовать выставочный стенд просим сообщить Оргкоми-

тету (cttimes@cttimes.org) не позже 15 октября 2012 года.

Более подробную информацию по участию в конференции, семинаре и выставке можно получить на сайте www.cttimes.org или отправив запрос на e-mail cttimes@cttimes.org.

Ждем вас, дорогие друзья!

Оргкомитет




13 Международная научно-практическая конференция «КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ»
31 октября – 2 ноября 2012 года
Россия, Москва, гостиница «Азростар» (Ленинградский проспект, д. 37, корпус 9)

ТЕМАТИКА ТЕХНИЧЕСКИХ СЕКЦИЙ КОНФЕРЕНЦИИ:

- Технологии повышения нефтеотдачи пластов;
- Интенсификация добычи нефти и газа, в том числе новые технологии проведения ГРП;
- Зарезка боковых стволов, в том числе с применением ГНКТ;
- Технологии и оборудование для разработки нетрадиционных источников углеводородов, в том числе для дегазации угольных пластов;
- Современные методы геофизического исследования скважин;
- Ремонтно-изоляционные работы в нефтяных и газовых скважинах;
- Нефтепромысловая химия;
- Оборудование, материалы и инструмент для текущего и капитального ремонта скважин;
- Информационное обеспечение внутрискважинных работ.

СЕМИНАР: «Новейшее применение кольтюбинга», 31 октября
ВЫСТАВКА: 1-2 ноября

КОНТАКТЫ:
Tel: +7 499 788 91 24
Tel./fax: +7 499 788 91 19
E-mail: cttimes@cttimes.org
www.cttimes.org

www.cttimes.org/ru/conference



КОНКУРЕНЦИЯ КАК ФАКТОР СОЗДАНИЯ ЭФФЕКТИВНОГО НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ



Для более эффективного решения проблемы стабильной эксплуатации осложненного фонда скважин необходимо вовлечение в эту работу большего числа как крупных, так и средних производителей насосного оборудования. Такой подход к организации конкуренции, избранный НК «Роснефть», способствует достижению оптимальных результатов.

Так, подтверждена возможность создания энергоэффективного насосного оборудования, способного стабильно эксплуатироваться на вводимых после бурения скважинах. В том числе, без газосепаратора: по показаниям счетчика зафиксирован газлифтный эффект, способствующий экономии электроэнергии. Проведение многочисленных проверок, стендовых ресурсных испытаний, ПСИ свидетельствует о существенном снижении риска нестабильной работы или

отказа оборудования.

Определена потребность в создании оборудования, ориентированного на работу в сложных условиях: потенциальным поставщикам предоставлено ТЗ на создание оборудования, эксплуатируемого в скважинах с ЗБС и осложненном низкодебитном фонде...

Прежде всего, хотелось остановиться на том, с какими проблемами мы сталкиваемся при вводе новых скважин (ВНС): примерно за 4–6 месяцев эксплуатации скважины теряют порядка 40% своего потенциала (см. «Падение добычи при ВНС»). И за счет того, что традиционно применяемое оборудование имеет свои определенные ограничения, мы не можем достичь технологического потенциала у новой скважины.

Из-за ограниченности в рабочем диапазоне у традиционных УЭЦН при подборе оборудования к скважине мы вынуждены спускать их за правую границу рабочей зоны. В процессе эксплуатации, примерно через 4–6 месяцев, в зависимости от темпа падения добычи, рабочая точка смещается в крайнее левое положение (см. «Изменение рабочей точки УЭЦН...»).

Обратите внимание на смещение рабочей точки насоса. Зача-

стую такая работа оборудования за пределами рабочего диапазона может вызывать повышенное трение и разрушение трущихся деталей насоса. Это, в свою очередь, сопровождается интенсивным локальным перегревом оборудования, возрастает риск солеобразования, что способствует дальнейшему ухудшению работы УЭЦН вплоть до полного его отказа, либо отказа кабельной линии вследствие возникших ано-

Падение добычи при ВНС



ДИСКУССИИ

Р.Камалетдинов (ЛУКОЙЛ): Какой экономический показатель является определяющим при расчете экономической эффективности?

С.П.: В нашем случае — NPV для данного проекта. Принимая во внимание наработку и достижение потенциала традиционно применяемого оборудования, оценка проекта будет выполнена через 180 суток.

М.Аминев (НПФ «Пакер»): Как я понял, установка действительно уникальная у вас получилась, тем более по месторождению. И, насколько я понимаю (может быть, я пропустил просто), она позволяет нормально снимать индикаторную диаграмму, если там есть ТМС. Есть там ТМС-датчик?

С.П.: ТМС есть.

М.Аминев: А индикаторную снимали? Тогда были бы очень интересные данные, и, возможно, вы бы свое ТЗ несколько уточнили. Ведь не все надо заглублять. Это как «танк зачем делали — чтобы дороги не строить». Может, не надо.

С.П.: Спасибо за предложение.

Е.Григорян (АЛНАС): Я думаю, что свершилась голубая мечта всех нефтяников, когда спускаешь насос и он качает все подряд, включая рукав фуфайки, который непонятно как туда попал. Я хотел бы уточнить некоторые вопросы. То, что МИМ-технологии позволяют делать из твердых материалов рабочие органы и поэтому они позволяют такое, мягко говоря, издевательство над собой, это понятно. Так как диапазон достаточно широкий, все-таки когда у нас изменяется производительность в диапазоне 100 кубов, это еще понятно. А когда уже 250 кубов, это вообще очень серьезно. Так как это все регулируется за счет частоты вращения, нельзя ли уточнить, куда девать лишний напор при увеличении частоты?

С.П.: Лишний напор убирается при помощи ЧРП. Сейчас у нас два производителя работают на 6000 и один, известный вам, на 8500 оборотов. Соответственно, изменяя частоту, можно получать требуемый вам напор. То есть проблем никаких нет. Тут самое главное, что нет «горба» в напорно-расходной характеристике.

В данном случае НРХ — плавно падающая. И это позволяет оборудованию за счет своей геометрии, минимизации перетоков и минимальной шероховатости иметь большой диапазон и высокий КПД.

Но другой вопрос, что такие же МИМ или другие технологии должны брать на вооружение и другие производители — это же не секрет. В Японии люди этим занимаются, в Европе. Я показал, что это возможно. Теперь хотелось бы, чтобы умы, которые здесь сидят, подхватили идею, сделали инновационное оборудование и предложили нам разные варианты.

В.Ивановский (РГУ им. И.М.Губкина): Ведь вы наверняка знаете, что где-то 2,5 года назад точно такие же насосы испытывались не только в РГУ, но и на промыслах в ТНК-ВР. Там оказалась очень неудачной вся эта система. МИМы, которые мимо прошли. Вы в курсе?

С.П.: Может быть, насосы назывались МИМы, но под ними подразумевалось что-то другое. Дело в том, что когда подрядчик для нас создавал это оборудование, мы сразу обсудили, что он сначала реализует задачи, поставленные «Роснефтью», иначе есть риск качество потерять, и на данный момент испытания этих насосов проходят только в наших ДО.

Н.Смирнов (Институт машиноведения): Вот вы представили такие оптимистичные сравнения по абразивостойкости. Вы о каком износе вели речь?

С.П.: Гидроабразивном.

Н.Смирнов: Что значит гидроабразивный? Есть износ сопряжений, есть износ проточной части, есть некий другой износ. Вот о чем вы вели речь?

мально высоких температур. КПД и, соответственно, энергоэффективность применяемого оборудования в таких скважинах также оставляет желать лучшего.

От ТЗ к испытанию

Для того чтобы решить задачу, мы разложили ее на составляющие. Было сформулировано подробное техническое задание и определены исполнители: в данном случае мы перед собой ставили задачу вовлечения как можно большего числа производителей погружного оборудования. Так, в итоге, к разработке оборудования для ввода новых скважин (ВНС) приступили такие производители, как «Борец», РИТЭК, «Лепсе» и «Инновационные промышленные технологии», которые и предложили нам износостойкий насос.

Чтобы все риски максимально, как говорится, оставить на берегу, мы составили трехстороннюю программу опытно-промышленных испытаний (ОПИ), в которую включили обязательным пунктом испытания оборудования в РГУ им. И.М.Губкина на износостойкость и газостойчивость, а также дополнительные ресурсные испытания. Ну и в конце, где мы и находимся сейчас, — приемо-сдаточные испытания полнокомплектных УЭЦН-МИМ и, соответственно, сами промышленные испытания.

Окончательное заключение о достижении заявленных производителями характеристик ожидается в период с августа по ноябрь 2012 года в зависимости от начала промышленных испытаний полнокомплектных УЭЦН-МИМ, укомплектованных приводами трех производителей.

Для того чтобы подрядчик четко понимал, чего мы от него хотим, нами было разработано техническое задание. Так, нам было необходимо, чтобы оборудование устойчиво работало при неизменном напоре в 2300 м (обусловлено глубинами спуска новых скважин); в диапазоне подач от 90 до 300 м³; стабильно работало без газосепаратора с содержанием до 40% свободного газа на входе в УЭЦН; с высоким КВЧ (до 3 г/л)

и в искривленных участках скважины. Задача ставилась так, что разрабатываемое оборудование по рабочему диапазону должно было перекрыть 3–4 диапазона традиционно применяемого оборудования.

В таблице (см. «Сравнительные характеристики...») представлена ключевая информация, которую мы получили в результате испытаний в РГУ и на другом стендовом оборудовании. В РГУ мы проводили испытания по собственной методике, которую разработала НК «Роснефть». Я на прошлой конференции по добыче сообщал, что мы большую часть производителей погружного оборудования испытали по одной и той же методике, и теперь мы обладаем результатами сравнительных испытаний в равных условиях на износостойкость и газоустойчивость.

Суть испытаний на газоустойчивость заключалась в том, чтобы проверить работоспособность ЭЦН без газосепаратора на различных режимах работы при различном газосодержании. В качестве рабочего агента выступили вода–воздух–ПАВ. В результате было установлено, что данное насосное оборудование может стабильно эксплуатироваться без газосепаратора при низших подачах от 50% до 62% содержания свободного газа на приеме; при дебите свыше 300 м³/сут. добыча срыва подачи не удалось из-за ограниченности компрессора до 1000 м³/сут.

Самое удивительное: нам удалось зафиксировать, что после достижения срыва подачи у ЭЦН МИМ при уменьшении газосодержания происходит возобновление подачи жидкости. Ни у одного отечественного и импортного аналога такого нет. У традиционного оборудования возобновление подачи происходило только после полной остановки и прокачки системы.

Суть испытаний на износостойкость заключалась в том, чтобы проверить и провести сравнительную оценку работоспособности ЭЦН в условиях повышенного содержания мехпримесей (кварцевого песка и проппанта в равной пропорции до

С.П.: Я говорю об износе в общем. Меня интересует, чтобы оборудование, которое я спущу в скважину, не потеряло напорно-расходные характеристики. Соответственно, если каналы будут истираться, лопатки будут заламываться, протоки увеличиваться, либо соли отлагаться, если произойдет слом по какой-то причине, ничего хорошего не будет.

В данном случае я говорил, что мы просили подрядчика, чтобы провел дополнительные ресурсные испытания, которые бы подтвердили надежность конструкции. Также проверяли на ударостойкость, так как опасались, что ступень с твердостью 9,5 баллов по Моосу теоретически должна быть хрупкой, но и это не подтвердилось, испытания на удар выдержаны.

Н.Смирнов: Позвольте один комментарий. Во-первых, износ не бывает вообще. Вы должны, если корректно проводите испытания, сравнивать износостойкость насоса по критерию износа сопряжений, по критерию износа проточной части, то есть склонности к промывам. И самое главное и печальное для вас то, что вы не проводили испытаний в коррозионно-активной среде.

Я вам могу сказать, что результаты испытаний на 8500 я видел, я пересчитал их. И могу открыть вам некую тайну, которую от вас скрывают: с увеличением частоты вращения, а именно для этого МИМ-технология предназначена — вы ее не будете использовать на 3000, иначе это будет не рационально, — так вот, с увеличением частоты вращения в квадрате или в кубе растет скорость изнашивания проточной части.

Эти рабочие ступени очень элегантные, очень тонкие. Если вы добавите туда коррозионно-активную среду, обычную коррозионно-активную среду, то этот материал, из которого сделали рабочие ступени...

Ну, во-первых, вы выразились очень оптимистично, сказали 9,5 по Моосу — это немножко вы здесь загнули, простите. Этот твердый материал в коррозионно-активной среде будет подвержен жесткому эрозионному износу, и вас ждут очень энергичные промывы, в том числе разрушение рабочих ступеней. То есть у этой рабочей ступени есть очень ограниченная область применения. Если там будет только кислотная обработка скважины, то она будет неработоспособна. И насколько я знаю и разговаривал с изготовителями, у них нет сейчас предложений по изготовлению рабочей ступени из коррозионно-стойкого материала.

То есть первый факт — скорость в квадрате или в кубе увеличивает эрозионный износ. И второе — материал не коррозионно-стойкий, и в любой коррозионно-активной среде склонность к промыву у него резко возрастает. Спасибо.

С.П.: Я отвечаю вам насчет стойкости в коррозионно-активной среде. В МИМ-технологии используется смесь различных порошков цветной металлургии, которая как раз и придает определенные свойства. То есть, это получается легированная сталь, а за счет использования технологии достигается максимальная плотность материала, принимая во внимание, что все частицы легирующих элементов распределяются равномерно на уровне кристаллической решетки, коррозионная среда — при условии правильно подобранного состава — им не страшна, так как при технологии МИМ мы получаем гомогенную деталь повышенной плотности, с необходимыми для конкретных условий свойствами.

Тот факт, что за два месяца абсолютно нет изменений напорно-расходных характеристик, как в классическом оборудовании, говорит о том, что оборудование работает как требуется. Дальше мы, конечно, будем отслеживать его состояние. Другой вопрос, если производитель подобрал не тот состав металла для недостаточно коррозионно-стойкого порошка, и мы после комиссионного разбора увидим, что есть проблема коррозии, эрозии или еще чего-либо, мы попросим производителей, чтобы они скорректировали рецептуру и сделали то, что нам нужно. Мне кажется, здесь, наоборот, надо более оптимистично подходить к этому и отслеживать работу реальных скважин.

Н.Смирнов: Те испытания, о которых вы говорите, еще в одной организации — на стенде Лепсе — проводились.. Там стоял вентильный двигатель черемисиновский на 10000 оборотов. Так вот, я вам могу сказать, что если на 3000 оборотов вы посмотрите соотношение износа сопряжений и эрозионного износа, то оно будет приблизительно таким: 80–90% — это будет износ сопряжений, и 10% — это эрозионный износ.

А вот на частоте вращения, на которой они проводились, ну и на 8000, здесь картина будет следующая: 60–80% будет эрозионный износ, и только лишь 10–20% будет износ сопряжений. Это официальные данные, которые я видел своими глазами, и обсуждал с разработчиками.

Относительно ингредиентов... У них нет ингредиентов на сегодняшний день, которые позволяют сделать и коррозионно-стойко, и твердо. Вы знаете, что если только вы добавляете легирующих элементов, никеля, то снижаете твердость...

С.П.: В данном случае производитель заявил свое оборудование, как износо- и коррозионно-стойкое, и результаты пока положительные. Видите, у вас одна информация, у меня другая. Думаю, время покажет. Значит, кому-то из нас возможно говорят неправду, может, чтобы конкуренты не догадались. Надо выяснить и разобраться.

Р.Камалетдинов: Критерий истины — практика. Два месяца прошло, через год расскажете, сколько проработало, какие причины...

Н.Кузьмичев («Нефть XXI век»): Вы упомянули то, что эти насосы дороже. Насколько дороже?

С.П.: Это некорректно озвучивать.

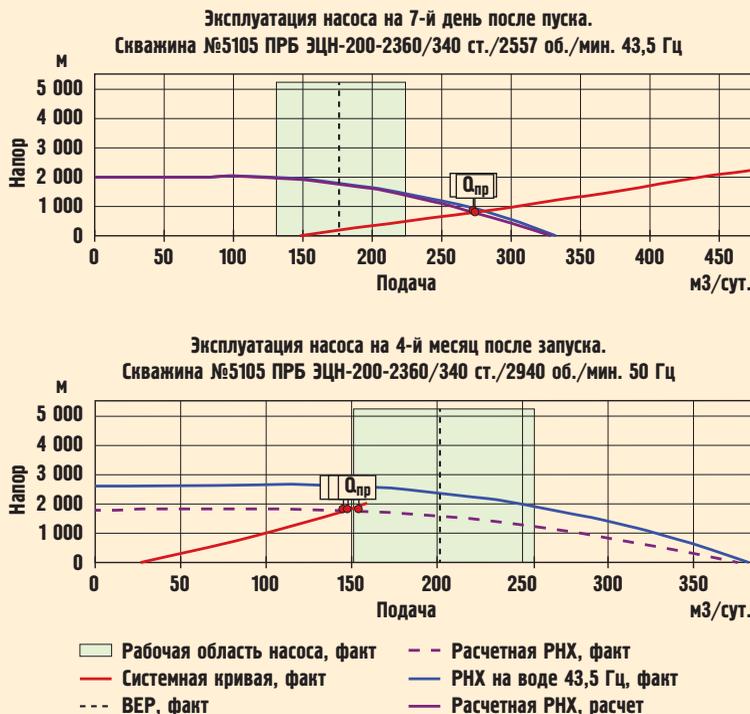
Н.Кузьмичев: Нет, меня цена прямо не интересует. Вы скажите, в 2, в 3, в 10 раз?

С.П.: Несущественно.

Н.Кузьмичев: Это не серийное оборудование?

С.П.: Нет, конечно. Я же для этого и сделал доклад. Основная идея такая, чтобы сейчас вовлечь максимальное количество производителей для создания аналогичного оборудования и чтобы через год подобные решения стали серийными и приносили желаемые результаты. Мы сегодня видим, что вектор правильный, что результаты положительные. И мы не хотим, чтобы завтра у нас был один или два поставщика, мы хотим, чтобы было больше.

Изменение рабочей точки УЭЦН при переходе из неустановившегося в псевдоустановившийся режим эксплуатации



40 тыс. мг/л) и посмотреть, как при этом изменятся напорно-расходные и энергетические характеристики.

Проводились они в соотношении 1:1 — кварцевый песок и пропант — 40 г/л. Полученные результаты поразили даже выдавших виды сотрудников лаборатории. После таких разрушительных испытаний было обнаружено, что установка находится полностью в работоспособном состоянии, более того, у ЭЦН отсутствовали какие-либо изменения на трущихся поверхностях ступени, опорном и радиальном подшипниках.

В данном случае нужно отметить, что немногим традиционным установкам вообще удавалось вновь запуститься после таких испытаний. Тем более, что испытания были осложнены небольшим форс-мажорным обстоятельством — в системе оказалась железная гайка, которая пролетела через весь насос, не разрушив его, а только оставила на лопастях лопаток несколько небольших выбоин.

Если провести сравнение с лучшей на тот момент ранее испытанной традиционной установкой компрессионного типа, то приведенные сравнительные показатели говорят о высокой надежности и остаточной прочности ЭЦН МИМ. Так, износ рабочих колес составил 1,22%, что в 7,2 раза меньше, чем у ранее испытанного аналогичного УЭЦН. Износ направляющих аппаратов составил 9,47%, что в 8,2 раза меньше, чем у аналога, а падение напорной характеристики — 5,3% и в 10 раз соответственно.

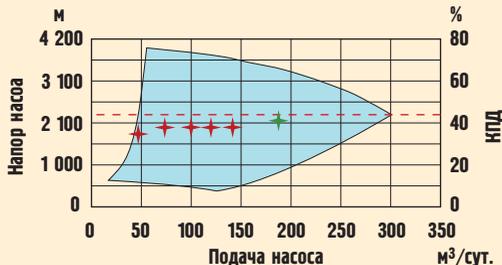
Один только показатель КПД, падение которого после износа составило всего 0,4% в сравнении с падением на 35% у лучшего традиционного аналога, говорит о многом. Нужно отметить, что после таких испытаний не все насосы можно было вновь запустить, так как при вскрытии полностью высыпались их рабочие органы.

После того как были пройдены испытания в РГУ, с целью проверки работы оборудования при полностью забитой полости насоса мехпримесями по той же

Промежуточные результаты промышленных испытаний УЭЦН-МИМ при ВНС

Планируемый режим

- Потенциал 182 м³/сут., с изменением до 100 м³/сут. по мере выхода на псевдоустановившийся режим в течение 2-х месяцев;
- Оценка стабильной работоспособности УЭЦН-МИМ без газосепаратора. Достижение потенциала не менее 91%



КПД макс. = 73,5%

★ Планируемая рабочая точка ★ Текущая рабочая точка

Текущие результаты испытаний

- Максимальный КВЧ в процессе эксплуатации составил 572 мл/л;
- При ВНР потенциал скважины снизился до 136 м³/сут., на 11 сутки работы потенциал снизился до 25 м³/сут. (предположительно вследствие разгазирования смеси в ПЗП);
- Стабилизация режима работы установки после отстоя с 47 м³/сут. до 67 м³/сут., на текущий момент достижение потенциального дебита составляет 92,5%;
- После многократного моделирования режима работы УЭЦН-МИМ деградации напорно-расходных характеристик не зафиксировано;
- Подтверждается стабильная работа установки без газосепаратора, зафиксирован газлифтный эффект (энергоэффективность УЭЦН, при планируемом потреблении ЭЦН 37 кВт, фактическое по показаниям счетчика 23,6 кВт (УЭЦН))

зиться до 100 м³/сут. По факту потенциал оказался в районе 136 м³/сут. и уже на одиннадцатые сутки упал до 25 м³/сут. В это время как раз на кустовой площадке проводился замер дебита на данной скважине при помощи передвижной замерной установки с присутствием заместителя руководителя проекта.

Предположительно, это снижение произошло за счет того, что при достаточно высоких темпах оптимизации режима работы наблюдалось разгазирование скважинной продукции непосредственно в пласте, из-за чего и упал потенциал.

Далее, после отстоя, были скорректированы темпы интенсификации, и на данный момент мы зафиксировали стабильную работу оборудования в широком диапазоне (см. «Промежуточные результаты...»).

И еще такой интересный факт. Вследствие того, что мы сразу порекомендовали производителю не использовать газосепаратор (по принципу «чем меньше узлов, тем надежнее установка»), при текущей эксплуатации был зафиксирован некий газлифтный эффект. То есть, при планируемом потреблении электроэнергии (при расчете на воду) в 37 кВт*час фактическое потребление по счетчику электроэнергии всей установки, включая кабельную линию и станцию управления, составило около 27 кВт*час.

Новая задача

Убедившись в том, что производство насосов, которые могут без проблем работать в жесточайших условиях, реально (кстати, стоит отметить, что за два месяца работы ЭЦН-МИМ деградация его напорно-расходных характеристик составила 0%), мы стали рассматривать и другие проблемные зоны, в которых также требуется применение аналогичного оборудования.

Здесь представлены тезисы технического задания (см. «Тезисы технического задания...») в двух категориях: сложный и низкодебитный фонд и боковые стволы. В данный момент в зале

Сравнительные характеристики ЭЦН МИМ с УЭЦН, применяемыми при ВНС

Параметры	ЭЦН-МИМ-80/300-2300-6/0 5	ЭЦН-МИМ-280/1000-2300-6/0 5А	Традиционный УЭЦН импортного производства
Рабочий диапазон при Ндин — 2300 м, м	80–300	280–1000	191–326
КПД при оптимальном дебите, %	73,5	74	69
Максимальное содержание КВЧ, мг/л	3 000	3 000	500
Максимальная частота вращения УЭЦН, об/мин.	6 000 (заявленная для ЭЦН до 10 000, ограничение по ПЭД)	6 000 (заявленная для ЭЦН до 10 000, ограничение по ПЭД)	3 500 (ограничения по конструкции ЭЦН)
Максимальная концентрация сероводорода	2,5 (0,25%)	2,5 (0,25%)	1,5–2 (0,15–2)
Допустимый темп набора кривизны при спуске, гр/10 м	6	6	2
Допустимая кривизна в зоне подвески (гр/10 м)	0,35	0,35	0,05
Допустимое содержание газа на входе в насос	40	40	25

методике, только немного ужесточенной, были инициированы дополнительные ресурсные испытания. Ужесточение заключалось в том, что несколько раз полностью заполненный мехпримесью насос был остановлен на некоторое время, а затем запущен. После отстоя запущенный насос, примерно как кофемолка, со скрежетом размалывал и выталкивал заполнявшие его мехпримеси.

Результаты

Данные мероприятия позволили снять риски работы с большим содержанием мехпримесей, и сейчас у нас на протяжении двух месяцев успешно работает первый из шести комплектов УЭЦН-МИМ. Вот результаты его работы.

Мы планировали получить потенциал 182 м³/сут., при этом в течение двух месяцев потенциальный дебит должен был сни-

конференции присутствуют представители всех заводо-производителей, крупных и мелких, и мы хотим, чтобы они рассмотрели возможность создания оборудования по критериям, указанным на данном слайде, и включились в конкурентную борьбу. Для них это возможность реализовать свой потенциал и получить новые рынки сбыта, для нас — решение задачи стабильной эксплуатации проблемного фонда скважин.

Здесь я как раз привел конкретный целевой фонд, чтобы было понятно, почему производители этим должны заинтересоваться. Так, целевой фонд по осложненному низкодебитному фонду скважин в «Юганскнефтегазе» составляет 131 скважину, а в «Краснодарнефтегазе» — 226. Если мы говорим о боковых стволах, здесь картина еще интереснее: более 150 скважин ежегодно запускаются только в «Юганскнефтегазе», и сейчас их насчитывается около 600 — пробурены и находятся в эксплуатации.

Достаточно существенный рынок, который сегодня никем еще не занят. И если заводы-производители смогут предложить нам оборудование, которое покажет хорошие результаты, я думаю, что мы будем очень заинтересованы в таком оборудовании. Самое главное: любой проект — этот и предыдущий — мы обязательно просчитываем на экономическую эффективность. И заданные критерии, прописанные в программе, мы четко отслеживаем и принимаем решение на основе полученных результатов.

В завершение хотелось бы подвести итоги. Сейчас мы убедились в том, что есть возможность создавать эффективные установки, которые могут работать в жесточайших условиях и приносить нам соответствующую прибыль. Хорошо бы, чтобы другие производители включились в предлагаемую нами работу и также начали создавать оборудование для работы в сложных условиях эксплуатации скважин и чтобы новое направление начало развиваться. 

Осложненный низкодебитный фонд		
	ООО «РН-Юганскнефтегаз»	ООО «РН-Краснодарнефтегаз»
Требуемые характеристики		
Требуемые напоры, м	2 300–2 700	1300–1500
КВЧ, мг/л		до 3 000
Максимальное содержание газа на приеме насоса, %		40
Рабочий диапазон дебита жидкости, м³/сут.		10–80
Оптимальность работы УЭЦН	Стабильная безостановочная эксплуатация в рабочем диапазоне	
Целевой фонд, скв.	131 (в т.ч. 35 в накоплении)	226 (в т.ч. 199 газлифт)
Ввод скважин с проведением ЗБС		
ООО «РН-Юганскнефтегаз»		
Требуемые характеристики		
Требуемые напоры, м	2 300–2 600	
КВЧ, мг/л	до 3 000	
Максимальное содержание газа на приеме насоса, %	50	
Рабочий диапазон дебита жидкости, м³/сут.	10–80 (242 скв.) / 50–150 (263скв.) / 180–320 (60скв.) / 300–700 (38скв.)	
Допустимое отклонение от вертикали, Гр	80	
Габаритный размер	для ЭК Двн — 88,9мм	
Целевой фонд, скв.	150 новых скв./год (600 находящихся в текущей эксплуатации)	

ОТРАСЛЕВОЙ КАЛЕНДАРЬ

интерактивный список всех значимых событий отрасли в течение года







www.ngv.ru



ОАО «ЛУКОЙЛ»:

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

РУСТАМ КАМАЛЕТДИНОВ

Начальник отдела добычи нефти Департамента по обеспечению добычи нефти и газа ОАО «ЛУКОЙЛ»



Снижение затрат на добычу тонны нефти — одна из основных задач, решаемых техническими службами Компании. Повышение наработки на отказ или снижение энергопотребления — не самоцель, а лишь средство для решения поставленной задачи. В целом в ОАО «ЛУКОЙЛ» создана система работы по повышению энергоэффективности добычи, транспортировки и подготовки нефти, системы ППД.

На 01.01.12 по ОАО «ЛУКОЙЛ» действующий фонд скважин, оборудованных УЭЦН, составил 16302 скважины, ШГН — 8092 скважины, УВН — 1384 скважины (см. «*Действующий механизированный фонд скважин на 01.01.12*»).

За левой границей рабочей области УЭЦН ($K_{\text{под}}$ менее 0,7) эксплуатируется 1811 установок (11%), за правой границей рабочей области ($K_{\text{под}}$ более 1,2) — 3981 установка (24%). По информации В.Ивановского, в левой части характеристики эксплуатируется до 40% фонда скважин по российским нефтяным компаниям, в правой — до 15%.

Вентильными приводами для УЭЦН и УВН производства ООО «РИТЭК-ИТЦ» на 01.01.12 оборудовано 1596 скважин — 9% действующего фонда скважин, оборудованных УЭЦН, УВН.

Организация работ

В апреле 2011 года в компании создана Рабочая группа (РГ) «Повышение энергоэффе-

тивности добычи нефти» под моим руководством. В нее вошли 19 руководителей и специалистов отделов добычи нефти нефтегазодобывающих обществ, территориально-производственных предприятий, региональных НИПИ.

Основные задачи РГ:

- Организация работ по снижению энергопотребления при механизированной добыче нефти, подготовке и транспортировке нефти, поддержании пластового давления (ППД);
- Внедрение новых видов оборудования и технологий, анализ эффективности;
- Изучение передового российского и зарубежного опыта;
- Взаимодействие с научными учреждениями;
- Формирование руководящих документов (РД).

Был разработан план работы РГ, проводились селекторные совещания, в июне прошлого года в Москве проведено совещание по текущему выполнению плана РГ.

Основные выполненные мероприятия:

- НГДО были сформированы мероприятия по снижению энергопотребления на четвертый квартал 2011 года и на 2012 год по направлениям «механизированная добыча нефти», «подготовка и транспорт нефти», «система ППД», основными из которых являются испытание новых видов оборудования и технологий, приведение режимов работы скважин к оптимальным, капремонт, замена насосных агрегатов и электродвигателей в системе подготовки нефти и ППД, реконструкция трубопроводных систем, остановка высокообводненного фонда скважин и т.п. Также по решению руководства компании в марте 2011 года определен образцовый энергоэффективный ЦДНГ-3 ТПП «Покачевнефтегаз» ООО «ЛУК-ОЙЛ — Западная Сибирь», в котором внедряются все новинки, представленные на рынке, организована система мони-

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

- Массовое освоение российскими заводами-изготовителями рабочих ступеней ЭЦН с КПД на уровне лучших западных производителей;
- Разработка, испытание станций управления для вентильных электродвигателей разных производителей;
- Необходимость доработки программ по подбору ГНО блоком расчета экономической эффективности, в том числе для расчета сроков окупаемости новых видов оборудования;
- Испытание, внедрение интеллектуальных станций управления УЭЦН.

торинга энергопотребления, проводится обкатка новых подходов. Ожидаемая экономия от выполнения мероприятий по снижению энергопотребления по всем НГДО в 2012 году составит около 248 млн кВт*час, или 2,2% от общего энергопотребления;

- Внесены новые темы в Программу научно-технических

работ Группы «ЛУКОЙЛ» на 2011–2012 годы, Программу опытно-промышленных работ и внедрения новых технологий на 2011–2012 годы, Программу энергосбережения организаций группы «ЛУКОЙЛ» на 2011–2013 годы;

- Разработаны Временная методика технической оценки новых компонентов УЭЦН,

Регламент о порядке проведения опытно-промышленных работ (документ, определяющий организацию работ по испытанию новых видов оборудования и технологий);

- Проведено обучение специалистов НГДО по современным подходам в области энергосбережения, подбору УЭЦН с учетом критерия энергоэффективности. Проанализирован потенциал сокращения энергопотребления за счет приведения в соответствие режимов работы УЭЦН (работа в рабочей области); по ООО «ЛУКОЙЛ — Западная Сибирь» он составляет около 1,8% от общего энергопотребления по направлению «мехдобыча»;
- В рамках Системы управления знаниями создана целе-

Проводится под патронатом Государственной Думы Российской Федерации

**27 - 29
ноября 2012 г.
г. Москва**



**Всероссийский
выставочный центр
павильон № 55**

НЕФТЕГАЗОВЫЙ ПОТЕНЦИАЛ РОССИИ

РОСНЕФТЕГАЗПРОМ

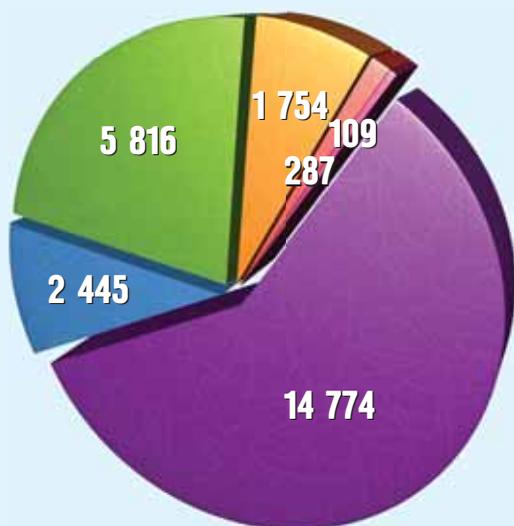
ГАЗОНЕФТЕХИМИЯ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

**“Стратегия и проблемы развития нефтегазовых комплексов
европейских районов России на современном этапе”
(28 ноября, Торгово-промышленная палата Российской Федерации)**

Дирекция Форума: ООО “Экспоброкер”
(499) 760-31-61, (499) 760-26-48,
(499) 760-21-89, E-mail: bild@bk.ru

Официальный сайт выставки
www.expobroker.ru



- ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь (УЭЦН-12514; УШГН-2260)
- ЛУКОЙЛ-НОМИ (УЭЦН-1426; УШГН-428; УВН-591)
- ЛУКОЙЛ-Пермь (УЭЦН-1696; УШГН-3980; УВН-140)
- РИТЭК (УЭЦН-502; УШГН-1192; УВН-60)
- ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть (УЭЦН-55; УШГН-232)
- Нарьянмарнефтегаз (УЭЦН-109)

вая сетевая группа «Энергоэффективность», в которой организовано коллективное обсуждение текущих вопросов, размещается профильная информация, отчеты о выполненных мероприятиях и т.п.;

- Проводился обмен опытом с выездом в другие НК;
- Члены РГ приняли участие в семинарах, конференциях по данной тематике, ежегодной международной выставке «Нефть и газ — 2011».

В ноябре 2011 года была утверждена Временная методика оценки новых компонентов установок электроцентробежных насосов (УЭЦН). Данная методика предназначена для учета ресурса новых компонентов УЭЦН и применяется при закупке компонентов УЭЦН (электроцентробежных насосов, электродвигателей, гидрозатит, газосепараторов, погружного кабеля, станций управления, термоманометрических систем).

Методика учитывает эксплуатационные, энергетические и эко-

номические параметры новых компонентов УЭЦН основных поставщиков оборудования в ОАО «ЛУКОЙЛ». Каждому из учитываемых в методике параметров присвоен определенный коэффициент значимости, определяющий рейтинг параметра в общей группе.

Например, по ЭЦН техническая оценка складывается из таких параметров, как наработка на отказ, количество отбракованного оборудования при входном контроле, количество отказов по причине заводского брака, потребляемая мощность на насос, напор на ступень, стоимость запасных частей на ремонт насоса (с учетом напора на ступень и количества ступеней).

Техническая оценка суммируется со стоимостной и определяется суммарный рейтинг по заводам-поставщикам по конкретному типоразмеру насоса. Данная методика была применена при определении поставщика оборудования на 2012 год (около 11 тыс. компонентов УЭЦН).

Определение поставщика

При определении поставщика ЭЦН учитывались потребляемая мощность по каждому типоразмеру; разница в потребляемой мощности по десяти типоразмерам закупаемых для ООО «ЛУКОЙЛ — Западная Сибирь» ЭЦН между двумя поставщиками (лучший и следующий показатель) изменяется от 2,1 кВт*час (ЭЦН-60) до 15 кВт*час (ЭЦН-160). При этом из десяти типоразмеров ЭЦН наименьшее энергопотребление у восьми типоразмеров западного производителя и двух типоразмеров российских производителей.

Разница в потребляемой мощности при эксплуатации за год (между двумя поставщиками), например по ЭЦН-40, составляет 22% от стоимости насоса. Из 2084 насосов, закупленных для ООО «ЛУКОЙЛ — Западная Сибирь» с поставкой в 2012 году выбран 1241 насос с наилучшими энергетическими показателями (меньшая потребляемая мощ-

ность), что составляет 60% от общего количества насосов. Ожидаемая годовая экономия электроэнергии составит около 47 млн рублей.

В последнее время активно обсуждается вопрос расчета затрат жизненного цикла оборудования — кто-то называет их совокупными затратами, существуют и другие определения. Мы используем показатель «суммарные затраты на эксплуатацию УЭЦН», включающие в себя стоимость нового оборудования, стоимость ремонта (со стоимостью запчастей), стоимость промышленного обслуживания, стоимость текущего и капитального ремонта скважин, стоимость потребляемой электроэнергии.

Данный показатель также применяется как удельный на тонну добытой нефти. Конечно, общие производственные расходы на добычу нефти включают в себя и затраты на транспорт, технологическую обработку скважин, гидродинамические исследования, техническое обслуживание, ремонт трубопроводов, другие виды затрат. Внедрение Временной методики оценки новых компонентов УЭЦН позволило учесть большую часть затрат на их эксплуатацию.

В дальнейших планах — разработка Методики оценки суммарных затрат на эксплуатацию УЭЦН. Также планируется изменить стратегию закупок УЭЦН с учетом увеличения доли закупки комплектных установок, консолидации номенклатуры компонентов УЭЦН, усиления технического аудита заводов-изготовителей, внесения изменений в технические требования к компонентам УЭЦН и т.п.

Schlumberger Business Consulting был проведен бенчмаркинг по ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Роснефть», ОАО «ТНК-ВР», ОАО «Газпром нефть», ОАО «Башнефть» в 23 подразделениях Волго-Уральского и Западно-Сибирского регионов по направлению энергопотребления, его результаты были использованы при формировании мероприятий по сокращению энергопотребления при текущей деятельности НГДО. ■

11-я международная специализированная выставка

22 – 25 октября 2012 года
Москва, ЦВК «Экспоцентр»



В сердце Москвы, в центре успеха!

- насосы
- компрессоры
- арматура
- приводы и двигатели

подайте заявку на участие на сайте www.pcvexpo.ru

Организаторы:



Генеральные информационные партнеры:



Информационные спонсоры:



ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ В СИСТЕМАХ ППД



ОЛЕГ РОДЕНКО
Главный инженер проекта Дирекции НИОКР ООО «УК «Группа ГМС»
АЛЕКСАНДР ОВОЗНЫЙ
Заместитель начальника отдела Дирекции НИОКР ООО «УК «Группа ГМС»

Изложенные в настоящей публикации материалы показывают, что максимально эффективная эксплуатация насосов по надежности, долговечности и энергоэффективности достигается, главным образом, за счет согласованной работы насоса на сеть в пределах допустимой рабочей зоны (от 70% до 110% номинальной подачи).

При колебаниях расхода в системах водоснабжения необходимо применять системы регулирования (частотное, каскадное), позволяющие настраивать режимы работы насосной станции и обеспечивать работу с максимальным КПД.

Меры по обеспечению энергоэффективности оборудования систем ППД будут эффективными лишь при тесном сотрудничестве производителя насосов и эксплуатирующей организации.

Применение в системах ППД современного энергоэффективного насосного оборудования производства предприятий ОАО «Группа ГМС» позволит решить поставленные задачи в области энергосбережения.

Насосное оборудование широко применяется во всех отраслях промышленности, и от эффективности его работы во многом зависит эффективность всей системы. Наряду с требованиями надежности, долговечности и экологичности, важное значение имеет энергоэффективность насосного оборудования как одного из наиболее энергоемких.

Насосы потребляют около 20% всей вырабатываемой в мире электроэнергии, а в некоторых отраслях эта доля может достигать 25–50%.

Снижение энергопотребления является ключевой задачей мирового сообщества. В частности, цель Евросоюза — снижение общего энергопотребления Европы к 2020 году на 20% при

снижении энергопотребления насосов на 40%.

Общая политика Europump состоит в увеличении энергетической эффективности насосного оборудования при снижении вредного воздействия на окружающую среду в различных отраслях промышленности.

Энергоемкое ППД

Наиболее энергоемкими при разработке нефтяных месторождений являются системы поддержания пластового давления (ППД), на долю которых приходится более 30% потребляемой энергии, из них более 70% электроэнергии потребляется насосами типа ЦНС.

Анализ эффективности работы систем ППД показывает, что основные потери электроэнергии распределяются следующим образом: (1) потери в насосе, (2) потери в нагнетательных скважинах, (3) потери в обвязке насосов и водоводах, (4) потери в электродвигателе.

Такие потери связаны, в первую очередь, с неэффективной эксплуатацией насосов в зоне



низких КПД, с износом насосов и водоводов, снижением приемистости нагнетательных скважин, изменением режимов за качки.

Энергосберегающие мероприятия на объектах ППД должны включать в себя:

- проведение энергоаудита с целью определения реального энергопотребления;
- разработку мероприятий по снижению энергопотребления;
- проведение технико-экономического обоснования разработанных мероприятий;
- внедрение мероприятий.

При этом может возникнуть ряд проблем, таких как:

- отсутствие достоверной информации о сети, как правило, обусловленное отсутствием приборов для измерения параметров;
- отсутствие достоверной информации о насосах;
- отсутствие квалифицированных кадров для проведения таких мероприятий.

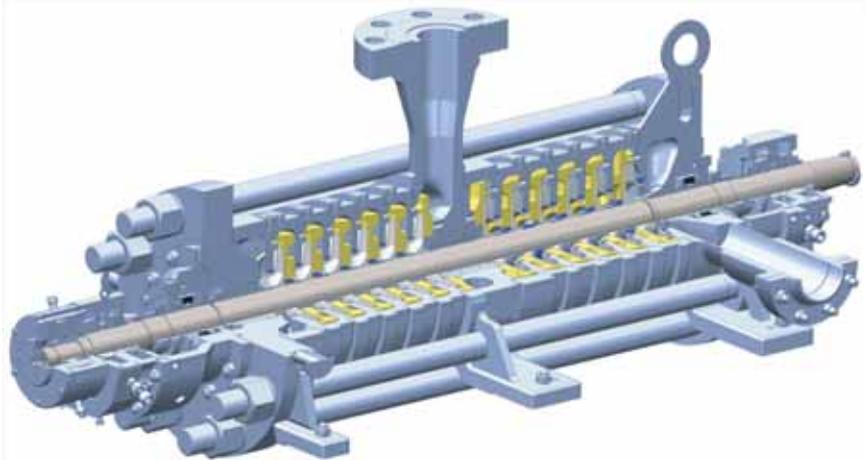
Можно выделить основные направления снижения энергопотребления:

- создание и применение максимально эффективных новых насосов, а также повышение эффективности действующих насосов;
- подбор насосов под параметры сети таким образом, чтобы они работали в зоне максимальных значений КПД;
- регулирование режимов работы насосов в сети, внедрение автоматических систем управления и контроля.

ГМС — рынку

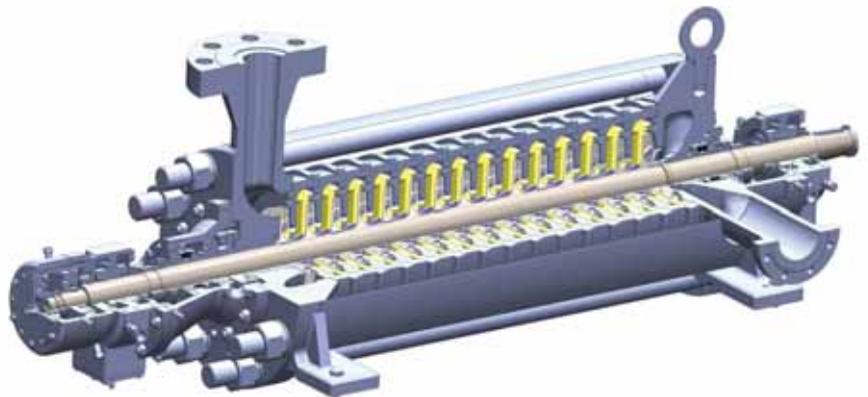
Специалисты предприятий Группа ГМС постоянно проводят работы по расширению номенклатуры и совершенствованию конструкции насосного оборудования. На сегодняшний день типоразмерный ряд выпускаемых нашей компанией насосов для ППД охватывает практически все требуемые в России параметры по расходу и давлению. Диапазон работы насосов по расходу составляет от 30 до 1000 м³/ч, по напору — до 2300 м.

Насос ЦНСп



Модификация насоса типа ЦНС со встречным расположением групп ступеней (по так называемой схеме «спина-и-спине»). Такая схема позволяет разгрузить ротор от осевых сил, исключить из конструкции насоса узел гидропята. Разгрузка остаточного осевого усилия, действующего на ротор, осуществляется с помощью гидродинамического самоустанавливающегося упорного подшипника

Насос ЦНСз



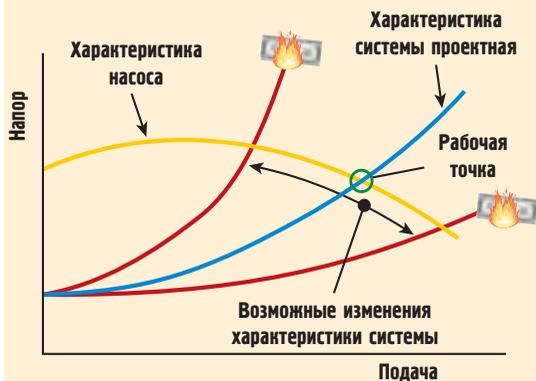
Насос — горизонтальный центробежный многоступенчатый однокорпусной секционного типа с колесами одностороннего входа и гидравлическим устройством разгрузки осевого усилия ротора, с пусковым упорным подшипником, обеспечивающим гарантированный зазор в устройстве разгрузки. Концевые уплотнения сальникового или торцевого типа. Опоры ротора — подшипники скольжения с принудительной или картерной смазкой

Имеются различные конструктивные и материальные исполнения насосов. Так, наряду с насосами ЦНС классической конструкции разработаны и выпускаются насосы с оппозитным расположением рабочих колес, без узла разгрузки — ЦНСп (см. «Насос ЦНСп»), насосы с пусковым подшипником — ЦНСз (см. «Насос ЦНСз»), с системой гид-

роциклонной очистки жидкости и т.д.

Во всех насосах применены современные коррозионно-стойкие материалы, покрытия и наплавки деталей проточной части и щелевых уплотнений. Рабочие колеса и направляющие аппараты выпускаемых насосов разработаны с применением методов гидродинамического компьютерного моде-

Подбор насоса под характеристики сети



Эффективность работы системы определяет правильность подбора насоса под требования системы

лирования течения жидкости в проточной части насоса с целью ее оптимизации.

Для выполнения научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ по моделированию, расчету и исследованию влияния различных параметров при течи жидкости в проточной части насоса применяются лицензионные версии программного комплекса ANSYS CFX, а также аттестованный Госатомнадзором универсальный программный комплекс CAN. Проведенные работы позволили существенно повысить КПД и кавитационные качества выпускаемых насосов в своем диапазоне подач.

Максимальная энергоэффективность достигается при работе насоса в номинальной рабочей точке, где КПД насоса максимален. При проектировании сети и подборе насосов необходимо учитывать это, и возможные прогнозируемые изменения характеристики системы должны находиться в пределах рекомендуемой рабочей зоны насоса. Как правило, это диапазон от 70% до 110% номинальной подачи (см. «Подбор насоса под характеристики сети»).

Другие режимы работы насоса не только убыточны по потребляемой энергии, но и приводят к преждевременному износу и сокращению ресурса.

При необходимости изменения параметров насоса производится регулирование задвижкой или за счет изменения оборотов. Закрытие задвижки меняет характери-

стику системы, создавая дополнительное искусственное сопротивление, на преодоление которого теряется часть мощности.

Регулирование параметров насоса изменением числа оборотов меняет характеристики самого насоса, приводя их к требуемым характеристикам сети. Но у частотного регулирования также есть своя эффективность применения, которая зависит от типа сети.

В сети с преимущественно статической составляющей с изменением числа оборотов рабочая точка смещается в зону неэффективной работы насоса, и КПД насоса при этом значительно уменьшается. Применение частотного привода в таких системах требует более тщательного анализа при выборе рабочей точки и режимов работы.

В сети с преимущественно динамической составляющей с изменением числа оборотов КПД

насоса практически не изменяется, и применение частотного регулирования в таких системах наиболее эффективно.

В сетях с преимущественной статической составляющей высоких результатов можно добиться при каскадном регулировании методом параллельной установки нескольких насосов, что позволяет эксплуатировать оборудование в максимально эффективном режиме.

Специалисты ОАО «Группа ГМС», обладающие многолетним опытом в области насосостроения, готовы оперативно оказать заказчику помощь и необходимые консультации по подбору насосного оборудования.

Так, по результатам проведенного энергоаудита с последующим подбором и модернизацией насосов типа ЦНС на базе ЗАО «Нижневартовскремсервис» была получена экономия в среднем 900 МВт*ч в год на один насос.

ОТРАСЛЕВОЙ КАЛЕНДАРЬ

интерактивный список всех значимых событий отрасли в течение года



www.ngv.ru

Фонд нефтяных скважин за апрель 2012 года

Компания (предприятие)	Скважины, дающие продукцию					
	Всего	в том числе по способам эксплуатации				
		ФОНТАН	УЭЦН	ШГН	ГАЗЛИФТ	ПРОЧИЕ
Нефтяные компании						
ЛУКОЙЛ	25267	268	16433	7773	1	792
ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь	14585	55	12364	2165	1	0
Когалымнефтегаз	7141	0	6331	810	0	0
Лангепаснефтегаз	2647	13	2332	302	0	0
Покачевнефтегаз	2145	3	1895	247	0	0
Урайнефтегаз	2522	15	1701	806	0	0
Ямалнефтегаз	130	24	105	0	1	0
Волгодеминийл	14	11	3	0	0	0
КАМА-ойл	13	0	13	0	0	0
ЛУКОЙЛ-АИК	373	1	363	9	0	0
ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть	300	16	54	230	0	0
ЛУКОЙЛ-Коми	2385	32	1391	390	0	572
ЛУКОЙЛ-Нижневожжскнефть	5	5	0	0	0	0
ЛУКОЙЛ-Пермь	5468	10	1592	3734	0	132
Нарьянмарнефтегаз	76	4	72	0	0	0
НМНГ-МНА	8	1	7	0	0	0
ПермТОТИнефть	74	0	13	59	0	2
Р-Внедрение	35	0	0	35	0	0
РИТЭК, всего	1511	116	451	861	0	83
Турсунт	66	1	49	16	0	0
УралОйл	354	16	61	274	0	3
Роснефть	20461	1475	12709	5678	358	241
Ванкорнефть	179	53	126	0	0	0
Востсибнефтегаз	3	3	0	0	0	0
Грознефтегаз	212	38	30	105	0	39
Дагнефтегаз	26	15	0	11	0	0
Ингушнефтегазпром	81	35	0	46	0	0
Полярное Сияние Компания	26	2	24	0	0	0
РН-Дагнефть	66	44	12	5	0	5
РН-Краснодарнефтегаз	1063	150	43	478	358	34
РН-Маланинская группа	10	0	10	0	0	0
РН-Пурнефтегаз	1733	106	1428	198	0	1
РН-Сахалинморнефтегаз	1033	5	135	862	0	31
РН-Северная нефть	311	2	309	0	0	0
РН-Ставропольнефтегаз	310	20	290	0	0	0
РН-Юганскнефтегаз	8480	985	7449	46	0	0
Самаранефтегаз	3213	17	1749	1323	0	124
Удмуртнефть	3715	0	1104	2604	0	7
Газпром нефть	5951	115	5649	20	167	0
Арчинское	37	6	31	0	0	0
Газпром нефть	167	2	165	0	0	0
Газпром нефть Оренбург	167	0	0	0	167	0
Газпромнефть-Восток	129	0	129	0	0	0
Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз	3106	32	3055	19	0	0
Газпромнефть-Хантос	104	0	104	0	0	0
Заполярьефть	833	59	774	0	0	0
Магма	73	0	73	0	0	0
Сибнефть-Югра	1309	0	1308	1	0	0
ЦНТ	11	1	10	0	0	0
ЮУНГ	15	15	0	0	0	0
Сургутнефтегаз	19002	387	15583	3032	0	0
Сургутнефтегаз (УФО)	18697	239	15426	3032	0	0
Сургутнефтегаз (Якутия)	305	148	157	0	0	0
ТНК-ВР Холдинг	15625	266	14505	826	1	27
Бугурусланнефть	355	0	280	75	0	0
Ваньеганнефть	285	26	253	5	1	0
Варьеганнефтегаз	601	18	572	11	0	0
Верхнечонскнефтегаз	136	64	72	0	0	0
Ермаковское	370	0	325	45	0	0
Кальчинское	117	0	117	0	0	0
Корпорация Югранефть	142	0	142	0	0	0
Нижневартовское НГДП	879	14	854	4	0	7

Компания (предприятие)	Скважины, дающие продукцию					
	Всего	в том числе по способам эксплуатации				
		ФОНТАН	УЭЦН	ШГН	ГАЗЛИФТ	ПРОЧИЕ
Новосибирскнефтегаз	76	0	76	0	0	0
Оренбургнефть	1744	101	1532	111	0	0
Самотлорнефтегаз	6130	35	5724	367	0	4
Севернонефтегаз	6	0	6	0	0	0
ТНК-Нижневартовск	1962	0	1893	69	0	0
ТНК-Нягань	2626	8	2463	139	0	16
ТНК-Уват	194	0	194	0	0	0
Тюменнефтегаз	2	0	2	0	0	0
Татнефть им. В.Д.Шашина	19089	17	2997	16075	0	0
Илекнефть	3	2	1	0	0	0
Татнефть им. В.Д.Шашина	19005	14	2972	16019	0	0
Татнефть-Самара	77	0	23	54	0	0
Татнефть-Северный	4	1	1	2	0	0
Башнефть	14733	11	2652	12009	0	61
Башминерал	37	0	0	37	0	0
Башнефть	14654	11	2637	11945	0	61
Геонефть	15	0	15	0	0	0
Зирган	27	0	0	27	0	0
Славнефть	3520	13	3305	202	0	0
Обьнефтегазгеология	339	1	338	0	0	0
Обьнефтегеология	73	0	73	0	0	0
Славнефть	56	0	56	0	0	0
Славнефть-Красноярскнефтегаз	4	3	1	0	0	0
Славнефть-Мегионнефтегаз	2738	9	2527	202	0	0
Славнефть-Мегионнефтегазгеология	83	0	83	0	0	0
Славнефть-Нижневартовск	178	0	178	0	0	0
Соболь	49	0	49	0	0	0
РуссНефть	4122	48	2304	1748	0	22
Аганнефтегазгеология	64	0	64	0	0	0
АКИ-ОТЫР	230	1	229	0	0	0
Белкамнефть	1217	0	357	860	0	0
Белые ночи	340	5	305	30	0	0
Валюнинское	7	0	7	0	0	0
Варьеганнефть	709	10	585	114	0	0
Голойл	22	0	22	0	0	0
Грушевое	3	0	3	0	0	0
Дуклинское	2	0	2	0	0	0
Западно-Малобалыкское	140	0	140	0	0	0
Мохтикнефть	30	0	30	0	0	0
Нафта-Ульяновск	62	0	8	50	0	4
НГДУ Пензанефть	38	0	27	3	0	8
Нефтеразведка	4	0	0	2	0	2
Ново-Аганское	1	0	1	0	0	0
Окуновское	2	0	1	1	0	0
Регион-й нефтяной консорциум	337	0	84	253	0	0
РНК	5	0	3	2	0	0
Рябовское	46	0	17	29	0	0
Саратов-Бурение	22	5	17	0	0	0
Саратовнефтегаз	301	27	152	122	0	0
Соболиное	9	0	9	0	0	0
Столбовое	41	0	41	0	0	0
Томская нефть	19	0	14	5	0	0
Удмуртгеология	57	0	18	39	0	0
Удмуртская национальная нефтяная компания	81	0	10	71	0	0
Удмуртская нефтяная компания	68	0	26	42	0	0
Ульяновскнефть	126	0	56	62	0	8
Уральская нефть	72	0	10	62	0	0
Федюшкинское	9	0	9	0	0	0
Черногорское	58	0	57	1	0	0
Нефтяные компании, итого	127770	2600	76137	47363	527	1143
НОВАТЭК	47	21	26	0	0	0
НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз	47	21	26	0	0	0
Прочие производители						
Восточносибирская Управл. компания	29	23	6	0	0	0
Дулисьма	29	23	6	0	0	0
Зарубежнефть	60	1	59	0	0	0
РУСВЬЕТПЕТРО	60	1	59	0	0	0

Компания (предприятие)	Скважины, дающие продукцию					
	Всего	в том числе по способам эксплуатации				
		ФОНТАН	УЭЦН	ШГН	ГАЗЛИФТ	ПРОЧIE
Юкола-нефть	27	14	0	13	0	0
Богородскнефть	21	14	0	7	0	0
Поволжскнефть	6	0	0	6	0	0
Акмай	9	0	1	8	0	0
Алойл	179	0	0	179	0	0
Альянснефтегаз	54	0	54	0	0	0
Арктикгаз	9	9	0	0	0	0
Арктикморнефтегазразведка	33	3	0	0	30	0
Арктикнефть	25	4	0	21	0	0
БайТекс	166	0	0	166	0	0
Бенталь	5	0	0	5	0	0
Благодаров-Ойл	26	0	10	16	0	0
Братскэкогаз	2	2	0	0	0	0
Брендан	4	0	4	0	0	0
Булгарнефть	113	0	0	113	0	0
ВЕЛЛойл	4	0	4	0	0	0
Веселовское	2	0	2	0	0	0
Винка	4	0	0	4	0	0
ВОЛЬНОВСКНЕФТЬ	3	0	0	3	0	0
Восточная Транснациональная компания	65	1	63	1	0	0
Вукошурнефть	4	0	1	3	0	0
ВУМН	93	0	1	92	0	0
Газнефтедобыча	1	1	0	0	0	0
Геология	140	0	6	134	0	0
Геолого-разведочный иссл. центр	116	0	59	57	0	0
Геотех	60	0	5	55	0	0
Дальпромсинтез	4	0	0	4	0	0
ДИАЛЛ АЛЬЯНС	7	7	0	0	0	0
Динью	17	0	14	3	0	0
Дружбанефть	28	0	2	26	0	0
ЕвроСибОйл	33	4	19	10	0	0
Елабуганефть	20	0	2	18	0	0
Енисей	36	0	36	0	0	0
ЕНЭС	9	2	1	6	0	0
Иделойл	186	0	15	171	0	0
Иджат	1	0	0	1	0	0
ИНГА	10	0	10	0	0	0
Ингеохолдинг	2	0	1	1	0	0
ИНК	40	14	26	0	0	0
ИНК-НефтеГазГеология	1	1	0	0	0	0
Институт РОСТЭК	2	0	0	2	0	0
ИТАНЕФТЬ	5	0	0	5	0	0
Калмпетрол	5	2	0	3	0	0
КанБайкал Резорсез Инк.	28	0	28	0	0	0
Кара-Алтын	380	0	18	362	0	0
Карбон	3	2	1	0	0	0
Карбон-Ойл	47	0	20	27	0	0
КНГ-добыча	27	1	26	0	0	0
Колванефть	12	0	12	0	0	0
Колвинское	18	0	18	0	0	0
Комнедра (УПК Недра)	18	0	18	0	0	0
Кондурчанефть	77	0	23	54	0	0
Кондурчанефть (Самара)	6	0	3	0	0	3
Косьюнефть	5	0	4	0	0	1
МакОйл	31	0	6	25	0	0
Матюшкинская вертикаль	39	0	39	0	0	0
Меллянефть	51	0	0	51	0	0
МНКТ	92	0	1	91	0	0
НГК Горный	1	1	0	0	0	0
Недра-К	9	0	9	0	0	0
Нефтебурсервис	8	0	1	0	0	7
НефтУС	3	0	3	0	0	0
Нефтьинвест	9	0	9	0	0	0
Нижнеомринская нефть	30	0	0	30	0	0
Нократойл	8	0	0	8	0	0
Норд Империял	29	3	26	0	0	0
Нурлатская нефтяная компания	2	0	2	0	0	0
Ойлгазтэт	3	1	2	0	0	0

Компания (предприятие)	Скважины, дающие продукцию					
	Всего	в том числе по способам эксплуатации				
		ФОНТАН	УЭЦН	ШГН	ГАЗЛИФТ	ПРОЧИЕ
Оренбургнефтеотдача	16	0	3	13	0	0
Охтин-Ойл	80	0	0	80	0	0
Печоранефтегаз	67	0	64	3	0	0
Печоранефть	13	0	13	0	0	0
Печорская энергетическая компания	12	0	12	0	0	0
Преображенскнефть	33	0	33	0	0	0
Пурнефть	18	11	7	0	0	0
Регион-Нефть	4	2	2	0	0	0
Регион-Сириус	3	0	3	0	0	0
РедОйл	12	9	0	3	0	0
Реимпэкс-Самара-Нефтепромысел	2	0	0	2	0	0
Речер-Коми	20	0	19	0	0	1
РТП-Саратов	1	0	1	0	0	0
Руфьеганнефть	8	0	8	0	0	0
Садакойл	4	0	0	4	0	0
Салым Петролеум Дев. Н.В.	445	0	445	0	0	0
Самараинвестнефть	53	0	8	45	0	0
Самара-Нафта	133	2	128	0	0	3
Санеко	44	0	44	0	0	0
Саратовнефтегеофизика	11	4	7	0	0	0
Саратовнефтедобыча	1	1	0	0	0	0
Северное Сияние	5	0	5	0	0	0
Селена-Пермь	17	5	0	12	0	0
Селенгушнефть	22	0	20	2	0	0
Сиаль	10	0	4	6	0	0
СибИнвестНафта	1	0	0	1	0	0
СИБИНТЭК	4	0	4	0	0	0
СМП-Нефтегаз	176	0	3	173	0	0
СпецКрит	3	0	0	3	0	0
Средне-Васюганское	7	0	7	0	0	0
Стимул-Т	16	0	16	0	0	0
Таас-Юрях Нефтегаздобыча	1	1	0	0	0	0
Тарховское	187	2	183	2	0	0
TATEX	410	0	60	350	0	0
Татнефтеотдача	258	5	170	83	0	0
Татнефтепром-Элизеевнефть	232	0	26	206	0	0
Татнефть-Геология	53	0	12	41	0	0
Татойлгаз	349	0	130	219	0	0
Технефтьинвест	3	3	0	0	0	0
Тиман-Печора Эксплорэйшн	4	0	4	0	0	0
ТНГК-Развитие	109	0	12	97	0	0
ТНС-Развитие	8	0	6	2	0	0
Томская нефтегазовая компания	3	0	3	0	0	0
Томскгеонефтегаз	2	2	0	0	0	0
Томскнефть ВНК	2202	74	1881	237	0	10
Трансойл	109	0	2	107	0	0
Транс-ойл	1	0	1	0	0	0
Троицкнефть	139	0	36	103	0	0
Уральская Нефтяная Компания	28	0	0	26	0	2
Хвойное	47	0	47	0	0	0
ХИТ Р	6	0	3	3	0	0
ЦНПСЭИ	17	0	0	17	0	0
Чепецкое НГДУ	33	0	0	33	0	0
Чумпасснефтедобыча	3	0	3	0	0	0
Шешмайл	346	0	42	304	0	0
Южно-Аксютино	2	0	1	1	0	0
Южно-Охтеурское	12	0	12	0	0	0
Юпитер-А	7	0	7	0	0	0
Ямбулойл	1	0	1	0	0	0
Яр-Ойл	1	0	1	0	0	0
Прочие производители, итого	8389	217	4169	3946	30	27
Операторы СРП						
Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.	16	15	0	0	1	0
Эксон НЛ (Сахалин-1) всего, в т.ч.	28	23	0	0	5	0
Сахалин 1 (иностран. капитал)	28	23	0	0	5	0
Операторы СРП, итого	44	38	0	0	6	0
Всего	136250	2876	80332	51309	563	1170

Ввод новых нефтяных скважин за январь-апрель 2012 года

Компания (предприятие)	За соответств. период 2011 г.	С начала 2012 г.	в том числе по способам эксплуатации				
			ФОНТАН	УЭЦН	ШГН	ГАЗЛИФТ	ПРОЧIE
Нефтяные компании							
ЛУКОЙЛ	203	291	11	256	20	0	4
ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь	135	193	3	190	0	0	0
Когалымнефтегаз	55	69	0	69	0	0	0
Лангеласнефтегаз	32	48	1	47	0	0	0
Покачевнефтегаз	27	43	0	43	0	0	0
Урайнефтегаз	21	30	0	30	0	0	0
Ямалнефтегаз	0	3	2	1	0	0	0
Волгодеминойл	1	0	0	0	0	0	0
КАМА-ойл	1	2	1	1	0	0	0
ЛУКОЙЛ-АИК	15	13	0	13	0	0	0
ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть	0	1	1	0	0	0	0
ЛУКОЙЛ-Коми	15	19	5	11	0	0	3
ЛУКОЙЛ-Пермь	19	36	0	23	12	0	1
Нарьянмарнефтегаз	3	2	0	2	0	0	0
НМНГ-МНА	0	1	1	0	0	0	0
ПермТОТИнефть	0	3	0	3	0	0	0
Р-Внедрение	0	1	0	0	1	0	0
РИТЭК, всего	14	20	0	13	7	0	0
Роснефть	330	362	18	317	27	0	0
Ванкорнефть	23	15	3	12	0	0	0
РН-Краснодарнефтега	0	3	2	1	0	0	0
РН-Пурнефтегаз	13	14	1	12	1	0	0
РН-Сахалинморнефтегаз	2	1	0	1	0	0	0
РН-Северная нефть	6	15	0	15	0	0	0
РН-Юганскнефтегаз	252	277	11	266	0	0	0
Самаранефтегаз	12	11	1	10	0	0	0
Удмуртнефть	22	26	0	0	26	0	0
Газпром нефть	239	173	26	144	0	3	0
Арчинское	4	4	3	1	0	0	0
Газпром нефть	6	0	0	0	0	0	0
Газпром нефть Оренбург	0	3	0	0	0	3	0
Газпромнефть-Восток	11	10	0	10	0	0	0
Газпромнефть-ННГ	50	38	2	36	0	0	0
Газпромнефть-Хантос	4	7	0	7	0	0	0
Заполярье нефть	19	22	14	8	0	0	0
Магма	6	5	0	5	0	0	0
Сибнефть-Югра	139	82	6	76	0	0	0
ЦНТ	0	2	1	1	0	0	0
Сургутнефтегаз	424	292	22	241	29	0	0
Сургутнефтегаз (УФО)	382	253	16	208	29	0	0
Сургутнефтегаз (Якутия)	42	39	6	33	0	0	0
ТНК-ВР Холдинг	198	177	27	147	3	0	0
Бугурусланнефть	0	8	0	6	2	0	0
Ваньеганнефть	3	6	2	4	0	0	0
Варьеганнефтегаз	11	18	2	16	0	0	0
Верхнечонскнефтегаз	21	20	18	2	0	0	0
Нижневартовское НГДП	10	19	0	19	0	0	0
Оренбургнефть	32	29	4	24	1	0	0
Самотлорнефтегаз	10	18	0	18	0	0	0
ТНК-Нижневартовск	12	23	0	23	0	0	0
ТНК-Нягань	63	6	1	5	0	0	0
ТНК-Уват	33	30	0	30	0	0	0
Тюменнефтегаз	3	0	0	0	0	0	0
Татнефть им. В.Д.Шашина	98	88	1	8	74	0	5
Татнефть им. В.Д.Шашина	90	82	1	8	68	0	5
Татнефть-Самара	8	6	0	0	6	0	0
Башнефть	22	15	0	2	13	0	0
Башнефть	22	15	0	2	13	0	0
Славнефть	65	42	1	41	0	0	0
Обьнефтегазгеология	40	19	0	19	0	0	0
Обьнефтегеология	1	0	0	0	0	0	0
Славнефть	0	1	0	1	0	0	0
Славнефть-Красноярскнефтегаз	0	1	1	0	0	0	0
Славнефть-Мегионнефтегаз	7	7	0	7	0	0	0
Славнефть-Мегионнефтегазгеология	0	1	0	1	0	0	0
Славнефть-Нижневартовск	17	13	0	13	0	0	0
РуссНефть	25	39	0	38	1	0	0
Аганнефтегазгеология	1	0	0	0	0	0	0

Компания (предприятие)	За соответств. период 2011 г.	С начала 2012 г.	в том числе по способам эксплуатации				
			ФОНТАН	УЭЦН	ШГН	ГАЗЛИФТ	ПРОЧИЕ
АКИ-ОТЫР	3	14	0	14	0	0	0
Белкамнефть	0	1	0	1	0	0	0
Белые ночи	9	4	0	4	0	0	0
Варьеганефть	0	1	0	1	0	0	0
Мохтикнефть	1	0	0	0	0	0	0
Ново-Аганское	0	1	0	1	0	0	0
Регион-й нефтяной консорциум	2	3	0	3	0	0	0
Саратовнефтегаз	0	1	0	1	0	0	0
Столбовое	7	4	0	4	0	0	0
Удмуртская нефтяная компания	1	2	0	1	1	0	0
Удмуртская ННК	1	0	0	0	0	0	0
Ульяновскнефть	0	2	0	2	0	0	0
Федюшкинское	0	6	0	6	0	0	0
Нефтяные компании, итого	1604	1479	106	1194	167	3	9
НОВАТЭК	0	7	5	2	0	0	0
НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз	0	7	5	2	0	0	0
Прочие производители							
Восточносибирская Управл.компания	4	7	6	1	0	0	0
Дулисьма	4	7	6	1	0	0	0
Зарубежнефть	11	13	1	12	0	0	0
РУСВЬЕТПЕТРО	11	13	1	12	0	0	0
Юкола-нефть	1	1	0	0	1	0	0
Богородскнефть	1	1	0	0	1	0	0
Алойл	3	2	0	0	2	0	0
Альянснефтегаз	5	0	0	0	0	0	0
Арктикгаз	0	9	9	0	0	0	0
БайТекс	9	10	0	0	10	0	0
Благодаров-Ойл	0	3	0	0	3	0	0
Винка	0	1	0	0	1	0	0
Восточная Транснациональная компания	2	4	0	4	0	0	0
Вукошурнефть	1	0	0	0	0	0	0
Енисей	0	1	0	1	0	0	0
Иделойл	2	3	0	0	3	0	0
ИНГА	2	0	0	0	0	0	0
ИНК	3	6	4	2	0	0	0
КанБайкал Резорсез Инк.	3	5	0	5	0	0	0
Кара-Алтын	10	7	0	0	7	0	0
КНГ -добыча	9	0	0	0	0	0	0
Колванефть	2	1	0	1	0	0	0
Колвинское	0	6	0	6	0	0	0
Кондурчанефть	4	2	0	1	1	0	0
Матюшкинская вертикаль	0	1	0	1	0	0	0
НГК Горный	1	0	0	0	0	0	0
Норд Империял	3	1	0	1	0	0	0
Нурлатская нефтяная компания	0	2	0	2	0	0	0
Оренбургнефтеотдача	0	4	0	1	3	0	0
Охтин-Ойл	2	1	0	1	0	0	0
Печорская энергетическая компания	0	2	0	2	0	0	0
Регион-Нефть	1	0	0	0	0	0	0
Реимпэкс-Самара-Нефтепромысел	0	1	0	0	1	0	0
Речер-Коми	1	0	0	0	0	0	0
Салым Петролеум Дев. Н.В.	31	32	0	32	0	0	0
Самараинвестнефть	0	1	0	1	0	0	0
Самара-Нафта	3	8	0	8	0	0	0
Санeko	3	1	0	1	0	0	0
Саратовнефтегеофизика	0	1	1	0	0	0	0
Саратовнефтедобыча	0	1	1	0	0	0	0
Соровскнефть	1	0	0	0	0	0	0
СТимул-Т	0	1	0	1	0	0	0
Тарховское	0	1	0	1	0	0	0
TATEX	4	9	0	0	9	0	0
Татнефть-Геология	1	6	0	0	6	0	0
Татойлгаз	11	8	0	0	8	0	0
Томскнефть ВНК	52	27	1	25	1	0	0
Троицкнефть	1	3	0	3	0	0	0
Хвойное	6	0	0	0	0	0	0
Шешмаойл	2	5	0	0	5	0	0
Прочие производители, итого	194	197	23	113	61	0	0
Операторы СРП							
Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.	2	1	1	0	0	0	0
Эксон НЛ (Сахалин-1) всего, в т.ч.	2	0	0	0	0	0	0
Сахалин 1 (иностран.капитал)	2	0	0	0	0	0	0
Операторы СРП, итого	4	1	1	0	0	0	0
Всего	1802	1684	135	1309	228	3	9

Проходка в бурении за апрель 2012 года (тыс. м)

Компания (предприятие)	Разведочное бурение		Эксплуатационное бурение		
	С начала 2012 г., Фактическая проходка	Апрель	С начала 2012 г.		Апрель
			Фактическая проходка	Горизонтальное бурение	
Нефтяные компании					
ЛУКОЙЛ	49.6	6.6	971.0	214.0	263.9
ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь	18.8	2.2	747.6	165.4	204.4
Когалымнефтегаз			340.7	83.6	96.5
Лангепаснефтегаз	2.8	0.0	171.4	51.2	41.0
Покачевнефтегаз	1.5	0.0	163.4	24.6	46.8
Ураинефтегаз	6.8	0.0	61.5	4.5	20.0
Ямалнефтегаз	7.7	2.2	10.6	1.6	0.0
Волгодеминойл	4.2	1.4			
КАМА-ойл	5.8	0.0	0.5	0.5	0.0
ЛУКОЙЛ-АИК	2.4	0.0	29.8	0.0	6.2
ЛУКОЙЛ-Коми			44.7	14.2	9.1
ЛУКОЙЛ-Нижневолжснефть			7.6	7.6	2.3
ЛУКОЙЛ-Пермь			84.3	18.3	20.9
НМНГ-МНА	3.3	0.0	0.1	0.0	0.0
ПермТОТИнефть	4.7	0.3	6.2	0.0	2.0
Р-Внедрение	2.0	0.6	3.2	0.0	0.3
РИТЭК, всего	8.3	2.0	46.8	8.0	18.9
Роснефть	25.9	12.7	1322.8	28.0	344.4
Ванкорнефть	2.6	0.3	108.6	0.0	30.6
Востсибнефтегаз			5.3	0.0	1.2
Грознефтегаз	0.6	0.0			
Дагнефтегаз	0.0	0.0			
Полярное Сияние Компания	2.4	1.1			
РН-Краснодарнефтегаз			3.7	0.0	0.5
РН-Пурнефтегаз	2.7	2.2	49.8	10.3	14.6
РН-Сахалинморнефтегаз			7.4	0.0	6.1
РН-Северная нефть	2.1	2.1	31.5	1.9	7.5
РН-Ставропольнефтегаз			1.6	0.0	1.6
РН-Юганскнефтегаз	11.4	6.7	1059.9	13.6	265.9
Самаранефтегаз	1.0	0.2	28.0	0.0	7.8
Удмуртнефть	3.1	0.0	26.9	2.2	8.7
Газпром нефть	17.6	9.0	673.6	61.8	205.4
Газпром нефть Оренбург			11.0	11.0	4.4
Газпромнефть-Восток			36.6	0.0	20.2
Газпромнефть-ННГ	10.2	4.8	256.2	46.4	75.3
Газпромнефть-Хантос	7.3	4.3	354.4	4.4	105.5
Магма			15.4	0.0	0.0
ЮУНГ			0.0		0.0
Сургутнефтегаз	81.1	16.0	1462.3	87.6	379.5
Сургутнефтегаз (УФО)	81.1	16.0	1462.3	87.6	379.5
ТНК-ВР Холдинг	29.5	9.0	550.4	160.2	149.6
Бугурусланнефть			16.8	0.0	3.5
Ваньеганнефть			17.0	15.2	3.8
Варьеганнефтегаз			65.7	18.2	13.9
Верхнечонскнефтегаз			72.9	72.9	18.8
Нижневартовское НГДП			49.4	0.0	16.5
Оренбургнефть	10.1	1.8	110.0	0.5	22.8
Самотлорнефтегаз			45.7	12.9	11.4
ТНК-Нижневартовск			59.1	40.5	14.6
ТНК-Нягань	4.4	1.8	12.5	0.0	9.8
ТНК-Уват	15.0	5.4	101.2	0.0	34.6
Татнефть им. В.Д.Шашина	3.9	0.0	162.7	2.6	50.1
Татнефть им. В.Д.Шашина	2.3	0.0	151.6	2.6	46.2
Татнефть-Самара	1.6	0.0	11.1	0.0	3.8
Башнефть	7.3	1.6	24.3	10.2	4.2
Башнефть	7.3	1.6	23.2	10.2	3.3
Геонефть			1.0	0.0	0.8
Славнефть	5.3	2.0	205.5	119.1	36.4
Обьнефтегазгеология			92.2	55.2	13.6
Славнефть			9.4	9.4	3.9
Славнефть-Красноярскнефтегаз	2.4	1.0	0.3	0.0	0.0
Славнефть-Мегионнефтегаз	0.0	0.0	46.9	30.6	9.3

Компания (предприятие)	Разведочное бурение		Эксплуатационное бурение		
	С начала 2012 г., Фактическая проходка	Апрель	С начала 2012 г.		Апрель
			Фактическая проходка	Горизонтальное бурение	
Славнефть-Мегионнефтегазгеология			6.2	5.9	0.0
Славнефть-Нижневартовск	2.9	1.0	50.5	18.0	9.7
РуссНефть	2.8	0.7	136.8	9.3	49.9
АКИ-ОТЪР			49.0	0.0	19.0
Белкамнефть			2.3	0.0	0.7
Белые ночи			16.9	7.0	3.8
Варьеганнефть			0.4	0.4	0.0
Дуклинское			3.8	0.0	3.8
Нафта-Ульяновск	1.3	0.7	0.4	0.0	0.0
Ново-Аганское			5.9	0.0	5.9
Поселковое			5.8	0.0	5.1
Регион-й нефтяной консорциум			7.0	1.9	2.6
Столбовое			14.6	0.0	1.8
Удмуртская национальная нефтяная компания	1.5	0.0			
Удмуртская нефтяная компания			3.8	0.0	0.0
Ульяновскнефть			4.6	0.0	2.0
Федюшкинское			22.0	0.0	5.1
Нефтяные компании, итого	222.9	57.5	5509.3	692.9	1483.4
Газпром	4.7	0.4	10.1	0.3	4.9
Нортгаз	4.7	0.4	10.1	0.3	4.9
НОВАТЭК	0.1	0.0	12.2	12.2	0.0
НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз	0.1	0.0	12.2	12.2	0.0
Прочие производители					
Зарубежнефть			24.7	3.8	5.8
РУСВЬЕТПЕТРО			24.7	3.8	5.8
Алойл	1.6	0.0	6.4	0.0	0.7
Бенталь	0.4	0.4	1.1	0.0	0.0
Благодаров-Ойл			4.0	0.0	1.5
Восточная Транснациональная компания			13.9	0.0	2.5
Геология			1.8	0.0	1.0
Иделойл			3.6	0.0	1.0
ИНГА	6.7	0.0	11.6	0.0	3.1
ИНК			26.7	5.7	9.4
КанБайкал Резорсез Инк.			22.5	1.1	6.4
Кара-Алтын			10.0	0.0	2.6
Карбон-Ойл			0.5	0.0	0.0
КНГ-добыча	4.7	0.0	5.0	0.0	0.0
Колвинское			15.8	0.0	5.6
Комнедра (УПК Недра)			7.1	0.0	2.4
Кондурчанефть			4.0	0.0	0.2
Косьюнефть			1.2	0.0	1.2
Матюшкинская вертикаль			3.2	0.0	0.0
НГК Горный			3.5	0.0	0.9
Охтин-Ойл			4.6	0.0	2.0
Печоранефтегаз			0.7	0.0	0.0
Регион-Нефть			2.2	0.0	1.8
Реимпэкс-Самара-Нефтепромысел			3.2	0.0	1.6
Салым Петролеум Дев. Н.В.			124.4	0.0	30.8
Самараинвестнефть	1.2	0.1	0.9	0.0	0.0
Самара-Нафта	8.1	1.8	19.5	1.5	5.3
Санеко	0.9	0.0			
Сиаль	1.1	0.0			
Тарховское			11.0	4.0	2.1
ТАТЕХ			1.3	0.0	0.9
Татнефть-Геология			4.9	0.0	1.7
Томскнефть (ВНК)	2.3	2.3	106.3	9.4	51.5
Трансойл			5.6	0.0	3.9
Троицкнефть			3.6	0.0	0.0
Хвойное	2.1	0.0	2.7	0.0	0.0
Шешмаойл	0.0	0.0	5.2	0.0	1.4
Прочие производители, итого	29.1	4.6	463.0	25.4	147.4
Операторы СРП					
Эксон НЛ (Сахалин-1) всего, в т.ч.:			10.0	10.0	0.3
Сахалин-1 (иностраннй капитал)			10.0	10.0	0.3
Операторы СРП, итого			10.0	10.0	0.3
Всего	256.8	62.4	6004.5	740.8	1635.9

Информация о скважинах, законченных строительством в эксплуатационном бурении за апрель 2012 года

Компания (предприятие)	За месяц			С начала года		
	Факт, скв.	Суммарный фактический метраж, м	Средняя глубина скважины, м	Факт, скв.	Суммарный фактический метраж, м	Средняя глубина скважины, м
Нефтяные компании						
ЛУКОЙЛ	85	228827	2692	309	850870	2754
ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь	55	158795	2887	206	611091	2966
Когалымнефтегаз	23	70151	3050	78	248110	3181
Лангепаснефтегаз	13	38738	2980	59	178179	3020
Покачевнефтегаз	14	37838	2703	42	120378	2866
Урайнефтегаз	5	12068	2414	25	58504	2340
Ямалнефтегаз	0	0		2	5920	2960
КАМА-ойл	0	0		1	3044	3044
ЛУКОЙЛ-АИК	4	12474	3119	15	44460	2964
ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть	1	2833	2833	1	2833	2833
ЛУКОЙЛ-Коми	5	12336	2467	22	54690	2486
ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть	1	3034	3034	2	5763	2882
ЛУКОЙЛ-Пермь	10	19753	1975	37	64082	1732
Нарьянмарнефтегаз	0	0		1	3409	3409
НМНГ-МНА	0	0		1	4679	4679
ПермТОТинедь	1	2551	2551	3	7730	2577
Р-Внедрение	0	0		1	1645	1645
РИТЭК, всего	8	17051	2131	19	47444	2497
Роснефть	89	259187	2912	357	1020727	2859
РН-Краснодарнефтегаз	0	0		1	2354	2354
РН-Пурнефтегаз	4	14002	3501	11	37367	3397
РН-Северная нефть	3	7698	2566	13	32496	2500
РН-Юганскнефтегаз	76	227450	2993	311	912374	2934
Самаранефтегаз	1	3000	3000	3	7850	2617
Удмуртнефть	5	7037	1407	18	28286	1571
Газпром нефть	48	161669	3368	178	617550	3469
Газпром нефть Оренбург	2	5385	2693	5	13220	2644
Газпромнефть-Восток	3	7562	2521	14	39646	2832
Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз	12	43174	3598	55	200896	3653
Газпромнефть-Хантос	31	105548	3405	101	354369	3509
Магма	0	0		3	9419	3140
Сургутнефтегаз	133	370566	2786	521	1463223	2808
Сургутнефтегаз (УФО)	133	370566	2786	521	1463223	2808
ТНК-ВР Холдинг	50	152292	3046	175	535973	3063
Бугурусланнефть	3	8348	2783	7	16193	2313
Ваньеганнефть	0	0		6	20699	3450
Варьеганнефтегаз	7	21487	3070	18	54156	3009
Верхнеконскнефтегаз	5	15525	3105	23	71119	3092
Нижневартовское НГДП	6	15956	2659	19	50809	2674
Оренбургнефть	8	30141	3768	34	130523	3839
Самотлорнефтегаз	5	12480	2496	16	39565	2473
ТНК-Нижневартовск	6	16587	2765	22	58972	2681
ТНК-Нягань	0	0		4	3463	866
ТНК-Уват	10	31768	3177	26	90474	3480
Татнефть им. В.Д.Шашина	23	36594	1591	82	129363	1578
Татнефть им. В.Д.Шашина	20	32393	1620	75	119684	1596
Татнефть-Самара	3	4201	1400	7	9679	1383
Башнефть	1	2075	2075	16	25485	1593
Башнефть	1	2075	2075	16	25485	1593

Компания (предприятие)	За месяц			С начала года		
	Факт, скв.	Суммарный фактический метраж, м	Средняя глубина скважины, м	Факт, скв.	Суммарный фактический метраж, м	Средняя глубина скважины, м
Славнефть	14	57250	4089	45	184055	4090
Объединение геология	7	30926	4418	20	91388	4569
Славнефть	1	6039	6039	1	6039	6039
Славнефть-Мегионнефтегаз	2	5557	2779	9	33230	3692
Славнефть-Мегионнефтегазгеология	0	0		2	8707	4354
Славнефть-Нижевартовск	4	14728	3682	13	44691	3438
РуссНефть	13	38753	2981	40	118180	2955
АКИ-ОТЫР	5	15151	3030	15	52003	3467
Белкамнефть	0	0		1	1540	1540
Белые ночи	2	5806	2903	2	5806	2903
Варьеганефть	0	0		2	5331	2666
Ново-Аганское	1	2959	2959	1	2959	2959
Регион-й нефтяной консорциум	0	0		4	6752	1688
Столбовое	1	3255	3255	4	13298	3325
Удмуртская нефтяная компания	1	1732	1732	2	3449	1725
Ульяновскнефть	0	0		2	3786	1893
Федюшкинское	3	9850	3283	7	23256	3322
Нефтяные компании, итого	456	1307213	2867	1723	4945426	2870
Газпром	1	3560	3560	1	3560	3560
Нортгаз	1	3560	3560	1	3560	3560
НОВАТЭК	0	0		1	5982	5982
НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз	0	0		1	5982	5982
Прочие производители						
Зарубежнефть	4	13958	3490	9	30500	3389
РУСВЬЕТПЕТРО	4	13958	3490	9	30500	3389
Алойл	0	0		2	3300	1650
Благодаров-Ойл	0	0		2	2846	1423
Восточная Транснациональная компания	1	2517	2517	5	13913	2783
Иделойл	1	1262	1262	3	3859	1286
ИНГА	0	0		3	5272	1757
ИНК	1	3131	3131	4	12192	3048
КанБайкал Резорсез Инк.	2	6442	3221	4	9020	2255
Кара-Алтын	1	1812	1812	6	8187	1365
КНГ-добыча	1	2798	2798	1	2798	2798
Колвинское	1	3762	3762	5	20032	4006
Кондурчанефть	1	1347	1347	4	5497	1374
Матюшкинская вертикаль	0	0		1	3197	3197
Охтин-Ойл	1	1202	1202	2	2410	1205
Печоранефтегаз	0	0		1	2000	2000
Реимпэкс-Самара-Нефтепромысел	1	1616	1616	1	1616	1616
Салым Петролеум Дев. Н.В.	10	29387	2939	36	108438	3012
Самара-Нафта	2	3506	1753	5	10075	2015
Тарховское	0	0		1	1905	1905
Татнефтеотдача	0	0		2	2343	1172
Татнефть-Геология	0	0		2	3329	1665
Татойлгаз	0	0		4	4807	1202
Томскнефть (ВНК)	16	46307	2894	31	88905	2868
Трансойл	1	2778	2778	1	2778	2778
Троицкнефть	0	0		4	5070	1268
Хвойное	0	0		1	2440	2440
Шешмаойл	1	1368	1368	4	5119	1280
Прочие производители, итого	45	123193	2738	144	361848	2513
Всего	502	1433966	2857	1869	5316816	2845

Информация о скважинах, законченных строительством в разведочном бурении за апрель 2012 года

Компания (предприятие)	За месяц			С начала года		
	Факт, скв.	Суммарный фактический метраж, м	Средняя глубина скважины, м	Факт, скв.	Суммарный фактический метраж, м	Средняя глубина скважины, м
Нефтяные компании						
ЛУКОЙЛ	4	11663	2916	12	30751	2563
ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь	1	3020	3020	5	12617	2523
Когалымнефтегаз	0	0		1	2950	2950
Покачевнефтегаз	1	3020	3020	1	3020	3020
Урайнефтегаз	0	0		3	6647	2216
КАМА-ойл	0	0		1	2730	2730
ЛУКОЙЛ-АИК	1	2931	2931	1	2931	2931
ЛУКОЙЛ-Коми	1	3900	3900	1	3900	3900
Нарьянмарнефтегаз	0	0		1	2400	2400
РИТЭК, всего	1	1812	1812	3	6173	2058
Роснефть	0	0		3	9058	3019
РН-Северная нефть	0	0		1	3898	3898
Самаранефтегаз	0	0		2	5160	2580
Газпром нефть	0	0		1	3300	3300
Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз	0	0		1	3300	3300
Сургутнефтегаз	10	29953	2995	32	91234	2851
Сургутнефтегаз (УФО)	10	29953	2995	32	91234	2851
ТНК-ВР Холдинг	6	17912	2985	11	33466	3042
Оренбургнефть	3	9951	3317	6	20488	3415
Самотлорнефтегаз	0	0		1	2125	2125
ТНК-Нижневартовск	0	0		1	2892	2892
ТНК-Уват	3	7961	2654	3	7961	2654
Татнефть им. В.Д.Шашина	0	0		2	4188	2094
Татнефть им. В.Д.Шашина	0	0		1	2075	2075
Татнефть-Самара	0	0		1	2113	2113
Башнефть	1	1756	1756	3	5826	1942
Башнефть	1	1756	1756	3	5826	1942
Нефтяные компании, итого	21	61284	2918	64	177823	2778
Прочие производители						
Зарубежнефть	0	0		1	3360	3360
РУСВЬЕТПЕТРО	0	0		1	3360	3360
ИНГА	0	0		1	3487	3487
Самара-Нафта	0	0		6	17576	2929
Сиаль	0	0		1	1583	1583
Прочие производители, итого	0	0		9	26006	2890
Всего	21	61284	2918	73	203829	2792

Информация о скважинах, законченных строительством в горизонтальном бурении за апрель 2012 года

Компания (предприятие)	За месяц			С начала года		
	Факт, скв.	Суммарный фактический метраж, м	Средняя глубина скважины, м	Факт, скв.	Суммарный фактический метраж с начала бурения, м	Средняя глубина скважины, м
Нефтяные компании						
ЛУКОЙЛ	11	31705	2882	71	219702	3094
ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь	7	20639	2948	53	170374	3215
Когалымнефтегаз	1	3688	3688	22	76295	3468
Лангеласнефтегаз	3	9629	3210	16	50876	3180
Покачевнефтегаз	3	7322	2441	13	37894	2915
Урайнефтегаз	0	0		2	5309	2655
КАМА-ойл	0	0		1	3044	3044

Компания (предприятие)	За месяц			С начала года		
	Факт, скв.	Суммарный фактический метраж, м	Средняя глубина скважины, м	Факт, скв.	Суммарный фактический метраж с начала бурения, м	Средняя глубина скважины, м
ЛУКОЙЛ-Коми	0	0		4	11278	2820
ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть	1	3034	3034	1	3034	3034
ЛУКОЙЛ-Пермь	2	4754	2377	10	22333	2233
РИТЭК, всего	1	3278	3278	2	9639	4820
Роснефть	2	7448	3724	8	27321	3415
РН-Пурнефтегаз	1	3565	3565	2	7325	3663
РН-Северная нефть	0	0		1	2245	2245
РН-Юганскнефтегаз	1	3883	3883	4	15422	3856
Удмуртнефть	0	0		1	2329	2329
Газпром нефть	4	14848	3712	14	59583	4256
Газпром нефть Оренбург	2	5385	2693	5	13220	2644
Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз	2	9463	4732	9	46363	5151
Сургутнефтегаз	8	14873	1859	41	100567	2453
Сургутнефтегаз (УФО)	8	14873	1859	41	100567	2453
ТНК-ВР Холдинг	15	45547	3036	52	157785	3034
Ваньеганефть	0	0		3	11378	3793
Варьеганефтегаз	2	6659	3330	4	13598	3400
Верхнечонскнефтегаз	5	15525	3105	23	71119	3092
Оренбургнефть	1	4294	4294	2	8592	4296
Самотлорнефтегаз	2	5210	2605	5	12980	2596
ТНК-Нижневартовск	5	13859	2772	15	40118	2675
Башнефть	0	0		6	9331	1555
Башнефть	0	0		6	9331	1555
Славнефть	5	27535	5507	18	97572	5421
Обьнефтегазгеология	3	16268	5423	9	53362	5929
Славнефть	1	6039	6039	1	6039	6039
Славнефть-Мегионнефтегаз	0	0		4	16874	4219
Славнефть-Мегионнефтегазгеология	0	0		1	5919	5919
Славнефть-Нижневартовск	1	5228	5228	3	15378	5126
РуссНефть	1	3020	3020	4	9732	2433
Белые ночи	1	3020	3020	1	3020	3020
Варьеганефть	0	0		1	2753	2753
Регион-й нефтяной консорциум	0	0		2	3959	1980
Нефтяные компании, итого	46	144976	3152	214	681593	3185
НОВАТЭК	0	0		1	5982	5982
НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз	0	0		1	5982	5982
Прочие производители						
Зарубежнефть	1	3815	3815	1	3815	3815
РУСВЬЕТПЕТРО	1	3815	3815	1	3815	3815
Самара-Нафта	2	3506	1753	5	10075	2015
Тарховское	0	0		1	1905	1905
Томскнефть (ВНК)	2	4960	2480	4	9352	2338
Прочие производители, итого	5	12281	2456	11	25147	2286
Всего	51	157257	3083	226	712722	3154

БУДУЩЕЕ ПРИНАДЛЕЖИТ ТЕМ, КТО ЕГО СОЗДАЕТ



Основные виды деятельности:

- Строительство «под ключ» всех видов скважин, в том числе наклонно направленных, горизонтальных и многоствольных, на условиях раздельного сервиса;
- Управление интегрированными шельфовыми проектами;
- Строительство скважин на ПХГ;
- Капитальный ремонт всех видов скважин;
- Восстановление бездействующих скважин (зарезка боковых стволов);
- Сервисные услуги, связанные с цементированием скважин и наклонно направленным бурением.

Осуществляет деятельность по международным экологическим стандартам в соответствии с сертификатом ISO-14001.



117420, Россия, Москва, ул. Наметкина, 12А,
тел.: +7 (499) 580 3580, mail@burgaz.ru,
www.burgaz.ru

ПАКЕРНО-ЯКОРНОЕ И ПОДЗЕМНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
для строительства / освоения / эксплуатации / ремонта скважин

18 лет на рынке
нефтепромышленного оборудования

Югсон-Сервис

ПРОИЗВОДСТВЕННО-СЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ



Скважинная компоновка СК-ОРЗ-С

ПРЕДНАЗНАЧЕНА для поддержания пластового давления скважины с одновременно-раздельной закачкой жидкости в несколько продуктивных пластов.

КОМПОНОВКА ПОЗВОЛЯЕТ:

- надежно разобщить интервалы ствола э/к;
- вести закачку жидкости в разобщенные интервалы ствола э/к;
- ПРОВОДИТЬ КОМПЛЕКС ИССЛЕДОВАНИЙ В ПРОЦЕССЕ РАБОТЫ СКВАЖИНЫ ДЛЯ КАЖДОГО ПЛАСТА;
- РЕГУЛИРОВАТЬ ПАРАМЕТРЫ ЗАКАЧКИ ЖИДКОСТИ ПУТЕМ ЗАМЕНЫ ШТУЦЕРОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ КАНАТНОЙ ТЕХНИКИ.

В КОМПОНОВКЕ ПРИМЕНЯЕТСЯ ОБОРУДОВАНИЕ:

- пакер опорного типа с верхним механическим якорем ПОЗ-Ф ЯМ;
- скважинные камеры со сменными штуцерами;
- пакер механический ЗПМС;
- заглушка НКТ.

Россия, 625002, г. Тюмень, ул. Госпаровская, 25
Тел.: (3452) 59-50-50, 50-03-09, 61-03-09
e-mail: info@yugson.ru
www.yugson.ru, пакеры.pdf

Пакер с упором
на забой
ПОЗ-Ф ЯМ

Скважинная камера

ВЕРХНИЙ ИНТЕРВАЛ ЗАКАЧКИ

Пакер
механический
ЗПМС

Скважинная камера

НИЖНИЙ ИНТЕРВАЛ ЗАКАЧКИ

Заглушка